

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**DISEÑO DE SUBESTACIONES PARA DISTRIBUCIÓN DE TIPO
BLINDADO, (METAL-CLAD), PARA CENTRALES DE
GENERACIÓN HIDRÁULICA DE PEQUEÑA CAPACIDAD.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

JULIÁN ALEJANDRO PÉREZ NOLIVOS

jpereznolivos1@hotmail.com

DIRECTOR: ING. LUIS ELÍAS TAPIA CALVOPIÑA

luis.tapia@epn.edu.ec

Quito, Noviembre 2012

DECLARACIÓN

Yo, Julián Alejandro Pérez Nolivos, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Julián Alejandro Pérez Nolivos

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Julián Alejandro Pérez Nolivos, bajo mi supervisión.

Ing. Luis Tapia. Msc.

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Mi eterno agradecimiento a mis Padres Carlos René Pérez Hurtado y Martha de Lourdes Nolivos Cevallos y a mis hermanos Carlos Alberto Pérez Nolivos y Ricardo Paúl Pérez Nolivos porque con su apoyo y amor me han ayudado en la realización de cada proyecto que me he planteado.

Quiero agradecer al Instituto Nacional Mejía, la gloriosa institución en la cual eduque la mente, el corazón y pase incontables momentos de alegría.

A la Escuela Politécnica Nacional especialmente a la Facultad de Ingeniería Eléctrica donde pude vivir grandes experiencias que me enriquecieron como persona.

A la Empresa Eléctrica Quito, y especialmente al grupo de construcción de Subestaciones que desde mis prácticas pre-profesionales me brindaron su ayuda y amistad.

Al Ingeniero Luis Tapia quien desde las aulas y posterior dirección hizo posible la realización de este proyecto

Al Ingeniero Javier Panchi de la Empresa Eléctrica Quito, cuya ayuda me hizo posible la culminación de éste proyecto.

DEDICATORIA

Quiero con mucho cariño dedicar éste proyecto a mis Padres Carlos René Pérez Hurtado y Martha de Lourdes Nolivos Cevallos, a mis hermanos Carlos Alberto Pérez Nolivos y Ricardo Paúl Pérez Nolivos quienes con su paciencia, amor y sabiduría me enseñaron el valor del trabajo, la perseverancia, la honestidad y quienes son mi guía, mi inspiración y mi razón de vivir.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
CONTENIDO.....	VI
RESUMEN	XXI
PRESENTACIÓN	XXII
CAPITULO 1	1
GENERALIDADES.....	1
1.1 SUBESTACIONES ELECTRICAS [1].....	1
1.1.1 CLASIFICACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS.	1
1.1.1.1 CLASIFICACIÓN DE ACUERDO AL TIPO DE FUNCIÓN:	1
1.1.1.2 CLASIFICACIÓN DE ACUERDO AL TIPO DE MONTAJE O INSTALACIÓN:.....	2
1.2 FACTORES A CONSIDERAR EN EL DISEÑO DE UNA SUBESTACION ELÉCTRICA.	2
1.2.1 SEGURIDAD.	3
1.2.2 MANIOBRABILIDAD.....	3
1.2.3 MANTENIMIENTO.	3
1.2.4 CONFIABILIDAD.	3
1.2.5 VERSATILIDAD.....	4
1.2.6 COSTO.....	4
1.3 ESQUEMA O CONFIGURACION DE BARRAS DE UNA SUBESTACION.	4
1.4 PRINCIALES ELEMENTOS DE UNA SUBESTACION.	8
1.4.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.	8
1.4.1.1 REGULACIÓN DE VOLTAJE DE UN TRANSFORMADOR.....	9
1.4.1.2 RENDIMIENTO O EFICIENCIA DE UN TRANSFORMADOR	9
1.4.1.3 EL AUTOTRANSFORMADOR	10
1.4.1.4 CLASIFICACIÓN Y UTILIZACIÓN DE TRANSFORMADORES [42].....	11
1.4.1.5 GRUPOS DE CONEXIONES PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	13

1.4.1.6 PARTES PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR	14
1.4.2 SECCIONADORES O CUCHILLAS DESCONECTADORAS.....	15
1.4.2.1 TIPOS DE SECCIONADORES.....	15
1.4.2.2 TIPO DE OPERACIÓN DE SECCIONADORES.....	16
1.4.3 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO O DISYUNTOR.....	17
1.4.3.1 TIPOS DE INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS	17
1.4.3.1.1 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN AIRE	17
1.4.3.1.2 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN ACEITE.....	19
1.4.3.1.3 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN VACÍO.....	20
1.4.3.1.4 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS EN SF6	21
1.4.4 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS.	22
1.4.4.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE, (TC).....	23
1.4.4.1.1 TIPOS CONSTRUCTIVOS PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE [2].	24
1.4.4.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL, (TP).....	24
1.4.4.3 PRECISIÓN DE TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS.....	26
1.4.4.4 BURDEN DE TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS	26
1.4.4.5 CLASE DE PRESIÓN.....	28
1.4.5 BARRAS COLECTORAS.	30
1.4.5.1 TIPOS Y MATERIALES DE BARRAS COLECTORAS.....	31
1.4.5.2 LIMITES DE TEMPERATURA EN BARRAS COLECTORAS	31
1.4.6 PARARRAYOS.....	32
1.4.6.1 PARARRAYOS DE TIPO CONVENCIONAL O AUTOVALVULAR.....	32
1.4.6.2 PARARRAYOS DE ÓXIDOS METÁLICOS.	33
1.4.7 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	34
1.4.7.1 RESISTIVIDAD DE SUELOS	35
1.5 SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS, SCADA.....	36
1.5.1 OBJETIVOS DE EL SISTEMA SCADA	36
1.5.2 MÓDULOS DEL SISTEMA SCADA	36
1.5.3 FUNCIONES DE SCADA	37
1.5.4 ADQUISICIÓN DE DATOS DE CAMPO Y SEÑALES DE UNA CENTRAL	38

1.6	CONCEPTOS BÁSICOS DE CENTRALES HIDROELECTRICAS DE PEQUEÑA CAPACIDAD [6].	42
1.6.1	PRINCIPALES ELEMENTOS DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.	43
CAPITULO 2		45
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE EQUIPO BLINDADO METAL-CLAD		45
2.1	DEFINICIONES	45
2.2	TIPOS DE CELDAS BLINDADAS	46
2.2.1	CELDAS METAL-ENCLOSED.	46
2.2.2	CELDAS METAL-CLAD.	46
2.2.3	ESTACIÓN TIPO ARMARIO DE CONMUTACIÓN, (STATION-TYPE CUBICLE SWITCHGEAR).	48
2.3	CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS BÁSICAS DE UNA CELDA METAL- CLAD	49
2.3.1	COMPARTIMIENTO DE MANIOBRA.	50
2.3.2	COMPARTIMIENTO DE BARRAS	50
2.3.3	COMPARTIMIENTO DE CABLES Y TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	51
2.3.4	COMPARTIMIENTO DE BAJA TENSION	51
2.3.5	ENCLAVAMIENTOS O INTERBLOQUEOS	51
2.3.6	LIBERACION DE SOBREPRESION INTERNA.	51
2.3.7	TIPO DE INSTALACION DE EQUIPO METAL-CLAD	52
2.3.7.1	CELDAS METAL-CLAD TIPO INTERIOR.	53
2.3.7.2	CELDAS METAL-CLAD TIPO EXTERIOR.	53
2.3.7.3	TIPOS DE UBICACIÓN EN CELDAS METAL-CLAD	55
2.3.8	CONDICIONES DE SERVICIO	56
2.3.8.1	TEMPERATURA DEL AMBIENTE A LA QUE VA A OPERAR EL EQUIPO.	57
2.3.8.2	ALTITUD A LA CUAL SE VA INSTALAR EL EQUIPO.	57
2.3.8.3	CONDICIONES A LA QUE VA ESTAR EXPUESTO EL EQUIPO.	57
2.3.9	MATERIALES AISLANTES PARA EQUIPO METAL-CLAD [11]	59
2.4	PRINCIPALES ELEMENTOS QUE CONFORMAN EL EQUIPO METAL-CLAD.	61

2.4.1	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO O DISYUNTOR, (ELEMENTO REMOVIBLE).....	62
2.4.1.1	TIPOS INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS PARA EQUIPO METAL CLAD.....	63
2.4.2	BARRAS COLECTORAS.....	65
2.4.2.1	TIPOS DE SECCIONES PARA BARRAS COLECTORAS EN EQUIPO METAL-CLAD.....	67
2.4.2.1.1	BARRAS DE SECCIÓN RECTANGULAR.....	67
2.4.2.1.2	BARRAS DE SECCIÓN TUBULAR.....	67
2.4.2.1.3	BARRAS DE SECCIÓN “U” O CON PERFILES “U”.....	68
2.4.3	TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS.....	68
2.4.4	BARRA DE PUESTA A TIERRA.....	69
2.4.5	FUENTES DE ENERGÍA PARA OPERACIÓN DEL EQUIPO METAL-CLAD.....	70
2.4.5.1	CIERRE DEL INTERRUPTOR.....	70
2.4.5.2	DISPARO DE INTERRUPTOR.....	72
2.4.6	OTROS ELEMENTOS.....	73
2.4.6.1	APARATOS DE CONTROL, MEDICIÓN Y PROTECCIÓN.....	73
2.4.6.2	EQUIPOS DE PUESTA A TIERRA.....	74
2.4.6.3	APARTARRAYOS.....	75
2.4.6.4	SERVICIOS AUXILIARES.....	76
2.4.6.4.1	SERVICIOS AUXILIARES EN AC.....	76
2.4.6.4.2	SERVICIOS AUXILIARES EN DC.....	77
2.4.6.5	CABLES PARA CELDAS METAL-CLAD.....	77
	CAPITULO 3.....	78
	DIMENSIONAMIENTO Y CÁLCULO DE PARÁMETROS TÉCNICOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES CON EQUIPO BLINDADO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA.....	
		78
3.1	ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITOS.....	78
3.1.1	PROCEDIMIENTO DE SOLUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA POR EL MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON.....	78
3.1.2	PROCEDIMIENTO DE SOLUCIÓN DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.....	82

3.2	SELECCIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS QUE CONFORMAN UNA CELDA METAL-CLAD	85
3.2.1	INTERRUPTORES	85
3.2.2	TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO [5].....	92
3.2.2.1	DETERMINACIÓN DE ERRORES EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	92
3.2.2.1.1	FACTOR DE CORRECCIÓN DE TRANSFORMADOR	94
3.2.2.2	DETERMINACIÓN DE ERRORES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.	95
3.2.2.3	CÁLCULO DEL BURDEN O CARGA PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL	96
3.2.3	PARARRAYOS.....	96
3.2.3.1	VOLTAJE NOMINAL, (U_R).....	96
3.2.3.2	VOLTAJE DE FUNCIONAMIENTO CONTINUO, (U_C)	97
3.2.3.3	CAPACIDAD DE SOPORTAR VOLTAJES TEMPORALES, (TOV_c).....	97
3.2.3.4	CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA DE UN PARARRAYOS, (I_N) ..	98
3.2.3.5	CLASE DE DESCARGA DE LÍNEA	98
3.2.3.6	VOLTAJE RESIDUAL DE DESCARGA, (U_{res}).....	99
3.2.3.7	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE PARARRAYOS [37].....	100
3.2.3.7.1	VOLTAJE DE FUNCIONAMIENTO CONTINUO, (U_c)	100
3.2.3.7.2	MÁXIMO VOLTAJE DE OPERACIÓN CONTINUA, (MCOV).....	101
3.2.3.7.3	FRENTE DE ONDA, (FOW).....	101
3.2.3.7.4	CORRIENTE NOMINAL Y CLASE DE DESCARGA DE LÍNEA.....	101
3.2.3.7.5	SOBREVOLTAJES TEMPORALES, (TOV)	102
3.2.3.7.6	LÍNEA DE FUGA	103
3.2.4	SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA	104
3.2.4.1	PARÁMETROS PARA SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA... ..	104
3.2.4.1.1	VOLTAJE NOMINAL	105
3.2.4.1.2	NIVEL DE AISLAMIENTO	105
3.2.4.1.3	CORRIENTE DE SERVICIO CONTINUO, (I_R)	107
3.2.4.1.4	CORRIENTE DE CORTA DURACIÓN, (I_K)	108
3.2.4.1.5	DURACIÓN DE CORTO CIRCUITO, (T_K)	108

3.2.4.2	REQUERIMIENTOS ESPECIALES PARA SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA.....	108
3.2.5	BARRAS COLECTORAS	109
3.2.5.1	PARÁMETROS DE BARRA	109
3.2.5.1.1	VOLTAJE NOMINAL MÁXIMO.....	109
3.2.5.1.2	NIVEL DE AISLAMIENTO	109
3.2.5.1.3	CORRIENTE NOMINAL	111
3.2.5.1.4	RESISTENCIA A CORRIENTE NOMINAL MOMENTÁNEA	112
3.2.5.1.5	RESISTENCIA A CORRIENTE NOMINAL DE CORTA DURACIÓN. .	114
3.2.6	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA [21]	114
3.2.6.1	DEFINICIONES	114
3.2.6.1.1	D.C OFFSET	114
3.2.6.1.2	FACTOR DE DECREMENTO	115
3.2.6.1.3	CORRIENTE EFICAZ ASIMÉTRICA DE FALLA	115
3.2.6.1.4	CORRIENTES DE ENVOLVENTE METÁLICA, (METAL-ENCLOSURE)	116
3.2.6.1.5	FACTOR DE DIVISIÓN DE CORRIENTE DE FALLA	116
3.2.6.1.6	AUMENTO DE POTENCIAL DE TIERRA, (GPR)	117
3.2.6.1.7	CORRIENTE MÁXIMA DE MALLA DE PUESTA A TIERRA.....	117
3.2.6.1.8	VOLTAJE DE MALLA DE PUESTA A TIERRA.....	118
3.2.6.1.9	VOLTAJE DE CONTACTO METAL A METAL.	118
3.2.6.1.10	VOLTAJE DE PASO.....	118
3.2.6.1.11	REACTANCIA SUBTRANSITORIA.....	118
3.2.6.1.12	CORRIENTE SIMÉTRICA DE MALLA DE PUESTA A TIERRA	119
3.2.6.1.13	CORRIENTE SIMÉTRICA DE FALLA A TIERRA.....	119
3.2.6.1.14	VOLTAJE DE TOQUE.....	120
3.2.6.1.15	RELACIÓN X/R	120
3.2.6.2	DISEÑO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA UNA SUBESTACIÓN.....	120
	CAPITULO 4	131

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE EQUIPAMIENTO BLINDADO METAL-CLAD [15]	131
4.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA	131
4.2 COMPONENTES DE COSTO	131
4.2.1 COSTO DE EQUIPAMIENTO Y MATERIALES.	132
4.2.2 COSTO DEL TERRENO Y OBRAS CIVILES	132
4.2.3 COSTOS DE POTENCIA Y ENERGÍA	132
4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO	136
4.3.1 COSTO ANUAL POR INTERRUPCIÓN DE SERVICIO, (CAI)	136
4.3.2 COSTO ANUAL DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL, (CARC)	136
4.3.3 COSTO ANUAL TOTAL DE UN ESQUEMA, (CAT)	137
4.3.4 VALOR PRESENTE DEL COSTO ANUAL	137
CAPITULO 5	139
EJEMPLO DE APLICACIÓN	139
5.1 INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO "VICTORIA"	139
5.2 INFORMACIÓN TÉCNICA BÁSICA DE LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS Y ELECTROMECAÑICOS	139
5.2.1 TURBINAS Y GENERADORES	139
5.2.2 TRANSFORMADOR DE ELEVACIÓN	140
5.2.3 TABLEROS METÁLICOS PARA GENERADOR Y SERVICIOS AUXILIARES	141
5.2.4 SERVICIOS AUXILIARES	141
5.2.5 SUBESTACIÓN, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN AL TANQUE DE CARGA DE CAPTACIÓN	141
5.3 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS DE SUBESTACIÓN BLINDADA TIPO METAL-CLAD PARA EL PROYECTO HIDROELÉCTRICO VICTORIA	142
5.3.1 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA EL PROYECTO HIDROELÉCTRICO VICTORIA	142
5.3.2 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS PARA LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA VICTORIA	146
5.3.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS	147

5.3.4	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO	149
5.3.4.1	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	150
5.3.4.2	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	151
5.3.5	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA PARARRAYOS	152
5.3.6	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA SECCIONADORES	153
5.3.7	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA BARRAS COLECTORAS	154
5.3.8	BARRA DE TIERRA DE LAS CABINAS.....	154
5.3.9	TABLERO DE CONTROL	155
5.3.10	TRANSFORMADOR PARA SERVICIO DE LAS CELDAS.....	155
5.3.11	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	155
5.4	ANÁLISIS ECONÓMICO	164
5.4.1	CALCULO DEL NÚMERO ANUAL DE AVERÍAS, (KT), Y TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN, (HT).....	164
5.4.2	COSTO DE MATERIALES Y EQUIPOS.....	168
5.4.3	COSTO DE TERRENO Y OBRAS CIVILES.....	171
5.4.4	COSTO DE POTENCIA Y ENERGÍA	172
5.4.5	COSTO ANUAL POR INTERRUPCIÓN DE SERVICIO, (CAI).....	172
5.4.6	COSTO ANUAL DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL, (CARC).....	172
5.4.7	COSTO ANUAL TOTAL DE UN ESQUEMA, (CAT).....	173
5.4.8	RESUMEN ANÁLISIS ECONÓMICO	174
	CAPITULO 6	177
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	177
6.1	CONCLUSIONES	177
6.2	RECOMENDACIONES.....	178
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	180
	ANEXOS	184

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. ESQUEMA DE BARRA SIMPLE.....	4
FIGURA 2. ESQUEMA ANULAR O ANILLO.....	5
FIGURA 3. A) BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA. B) BARRA DOBLE CON DOBLE INTERRUPTOR AUTOMÁTICO. C) BARRA DOBLE CON UN INTERRUPTOR AUTOMÁTICO. D) BARRA DOBLE CON INTERRUPTOR AUTOMÁTICO.....	5
FIGURA 4. TRANSFORMADOR DE POTENCIA	9
FIGURA 5. A) CONEXIÓN DE BOVINAS DE TRANSFORMADOR. B) CONEXIÓN DE BOVINAS PARA AUTOTRANSFORMADOR	11
FIGURA 6. NÚCLEO TIPO ACORAZADO.....	12
FIGURA 7. NÚCLEO TIPO NO ACORAZADO, [4].....	12
FIGURA 8. GRUPOS DE CONEXIÓN PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.....	14
FIGURA 9. PARTES PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR.....	14
FIGURA 10. TIPOS DE SECCIONADORES.....	16
FIGURA 11. INTERRUPTOR DE AIRE COMPRIMIDO.....	18
FIGURA 12. PROCESO DE EXTINCIÓN DE ARCO MEDIANTE SOPLO MAGNÉTICO.....	18
FIGURA 13. PROCESO DE EXTINCIÓN DE ARCO ELÉCTRICO EN ACEITE....	19
FIGURA 14. INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE.....	20
FIGURA 15. INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE GRAN VOLUMEN E ACEITE... ..	20
FIGURA 16. CÁMARA DE VACIO PARA EXTINCIÓN DE ARCO ELÉCTRICO. ..	21
FIGURA 17. SECUENCIA DE OPERACIÓN EN CÁMARA DE EXTINCIÓN DE ARCO EN SF6.....	22
FIGURA 18. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....	23
FIGURA 19 . TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	24

FIGURA 20. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.	25
FIGURA 21. CURVAS DE VOLTAJE-CORRIENTE DE PARARRAYOS.	33
FIGURA 22. PARTES DE UN PARARRAYOS.....	33
FIGURA 23. CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN DE LOS TIPOS DE PARARRAYOS.	34
FIGURA 24. SEÑALES DE ENTRADA Y SALIDA DE LA RTU.	40
FIGURA 25. A) CUADRO DE INTERRUPCIÓN DE POTENCIA 8BJ20 DE HASTA 24 KV, BARRAS COLECTORAS SIMPLES. B) CONSTITUCIÓN BÁSICA DE UN CUADRO DE INTERRUPCIÓN DE POTENCIA 8BJ20 DE BARRAS COLECTORAS SIMPLES.	50
FIGURA 26. APERTURA DE FLAPS PARA LIBERACIÓN DE PRESIÓN DURANTE FENÓMENO DE ARCO INTERNO.....	52
FIGURA 27. SISTEMA DE VENTILACIÓN PARA ESCAPE DE GASES. [15].....	52
FIGURA 28. CELDAS METAL-CLAD TIPO INTERIOR.	53
FIGURA 29. CELDA METAL-CLAD TIPO EXTERIOR.....	54
FIGURA 30. A) VISTA EXTERIOR CELDA METAL-CLAD DE TIPO EXTERIOR CON PASILLO. B) VISTA INTERIOR CELDA METAL-CLAD DE TIPO EXTERIOR CON PASILLO.....	55
FIGURA 31. CONFIGURACIÓN "FRENTE A FRENTE".	56
FIGURA 32. CONFIGURACIÓN "BACK TO BACK".....	56
FIGURA 33. A) INTERRUPTOR AUTOMÁTICO B) COMPARTIMIENTO DEL INTERRUPTOR AUTOMÁTICO PROVISTO DE PERSIANAS E INTERBLOQUEOS.	63
FIGURA 34. INTERRUPTOR AUTOMÁTICO EXTRAÍBLE EN VACIO PARA CELDAS METAL-CLAD.	64
FIGURA 35. INTERRUPTOR AUTOMÁTICO EXTRAÍBLE EN SF6 PARA CELDA METAL-CLAD.	65
FIGURA 36. TIPOS DE ENSAMBLE DE BARRAS PARA EQUIPO METAL-CLAD.	66
FIGURA 37. EMBARRADO DE EQUIPO METAL-CLAD.	66

FIGURA 38. BARRA COLECTORA DE SECCIÓN RECTANGULAR DE CELDAS ABB.....	67
FIGURA 39. BARRAS COLECTORAS DE SECCIÓN TUBULAR.....	68
FIGURA 40. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.....	68
FIGURA 41. DIAGRAMAS DE FUENTES DE ENERGÍA PARA CIERRE Y DISPARO DE INTERRUPTOR AUTOMÁTICO.....	71
FIGURA 42. DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDIDA EN CELDA METAL-CLAD, (CATALOGO MERLÍN-GERÍN).....	73
FIGURA 43. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PARA CELDAS METAL-CLAD.	74
FIGURA 44. SECUENCIA DE CERRADO DE SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA.....	75
FIGURA 45. EQUIPO ESPECIAL DE PUESTA A TIERRA.....	75
FIGURA 46. APARTARRAYOS EN EQUIPO METAL-CLAD.....	76
FIGURA 47. FACTOR μ PARA EL CÁLCULO DE CORRIENTE DE CORTE IB. .	87
FIGURA 48. CURVA PARA OBTENER EL FACTOR K.	88
FIGURA 49. FACTORES λ_{\max} Y λ_{\min} PARA GENERADORES.....	89
FIGURA 50. EFECTO DEL ERROR DE ÁNGULO EN LA LECTURA DE UN WATÍMETRO.	93
FIGURA 51. RELACIÓN ENTRE VALOR ACTUAL DE CORRIENTE DE FALLA Y VALORES DE I_F , I_f Y D_f PARA UNA DURACIÓN DE FALLA t_f	116
FIGURA 52. COEFICIENTES K1 Y K2 DE LAS FORMULAS DE SCHWARZ'S..	126
FIGURA 53. DIMENSIONES DE CASA DE MÁQUINAS.	157
FIGURA 54. GEOMETRÍA PRELIMINAR DE LA MALLA DE TIERRA.	157
FIGURA 55. RECONFIGURACIÓN DE LA MALLA DE TIERRA.....	162

INDICE DE TABLAS

TABLA 1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS ESQUEMAS DE BARRA.....	6
TABLA 2. BURDEN ESTÁNDAR PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE SEGÚN NORMA ANSI C57.13.....	27
TABLA 3. BURDEN ESTÁNDAR PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL SEGÚN NORMA ANSI C57.13.....	27
TABLA 4. CLASE DE PRECISIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL UTILIZADOS EN MEDICIÓN SEGÚN NORMA ANSI C57.13.....	28
TABLA 5. LÍMITES DE EXACTITUD EN EL ERROR PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PARA MEDIDA.....	28
TABLA 6. LÍMITES DE EXACTITUD EN EL ERROR PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PARA PROTECCIÓN.....	29
TABLA 7. CLASE PRECISIÓN PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE UTILIZADOS PARA MEDICIÓN SEGÚN NORMA ANSI C57.13.....	29
TABLA 8. CLASE DE PRECISIÓN PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE UTILIZADOS PARA MEDICIÓN SEGÚN NORMA IEC 60044-1.....	29
TABLA 9. LÍMITES DE ERROR PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA PROTECCIÓN DE CLASE PR.....	30
TABLA 10. VENTAJAS DEL COBRE Y EL ALUMINIO.....	31
TABLA 11. LÍMITE TÉRMICO PARA BARRAS Y CONEXIONES SEGÚN NORMA ANSI C37.20.2-1987.....	32
TABLA 12. TIPOS DE SEÑALES DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA EL SCADA.....	39
TABLA 13. CLASIFICACIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICA SEGÚN LA UNIDO.....	42
TABLA 14. CLASIFICACIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICA SEGÚN OLADE [6].....	43
TABLA 15. TABLA 1 NORMA IEC60810 GRADO DE CONTAMINACIÓN.....	58
TABLA 16. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS DEL POLYESTER.....	59

TABLA 17. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS DE LA RESINA EPOXI.	60
TABLA 18. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS DEL MATERIAL CERÁMICO.	60
TABLA 19. NIVEL DE AISLAMIENTO PARA CELDAS METAL-CLAD.....	61
TABLA 20. BURDEN ESTÁNDAR PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN EQUIPO METAL-CLAD SEGÚN NORMA ANSI/IEEE C37.20.2.....	69
TABLA 21. VALORES DE VOLTAJE A.C SEGÚN NORMA IEC 60694.....	77
TABLA 22. VALORES DEL FACTOR DE VOLTAJE "c" SEGÚN NORMA IEC 60909.	83
TABLA 23. VALORES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN FUNCIÓN DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA SEGÚN NORMA IEC 60909.	84
TABLA 24. VALORES DE VOLTAJE DE CONTROL PARA INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS SEGÚN NORMA ANSI C37.06.....	90
TABLA 25. VOLTAJES DE MECANISMOS DE OPERACIÓN EN INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS.	91
TABLA 26. TIEMPOS DE RECIERRE DE INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS SEGÚN NORMA ANSI C37.06.....	91
TABLA 27. ESCALONES DE VOLTAJE NORMALIZADO.....	97
TABLA 28. CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA NORMALIZADA EN FUNCIÓN DEL VOLTAJE ASIGNADO DEL PARARRAYOS.....	98
TABLA 29. PARÁMETROS DE ENSAYO PARA DETERMINACIÓN DE CLASE DE DESCARGA DE LÍNEA EN PARARRAYOS DE 10 Y 20 KA.....	99
TABLA 30. VALORES DE CORRIENTE PICO.	99
TABLA 31. VALORES DE CORRIENTE DE DESCARGA SOBRE LAS QUE LOS FABRICANTES DEBEN REALIZAR ENSAYOS PARA OBTENER LOS VOLTAJES RESIDUALES, [37].	100
TABLA 32. CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA, (IN), EN FUNCIÓN DEL VOLTAJE DEL SISTEMA, (Us). [37].....	101
TABLA 33. CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA, (IN), EN FUNCIÓN DEL VOLTAJE DEL SISTEMA, (Us), UTILIZADOS EN LA PRÁCTICA, [37].	101
TABLA 34. FACTOR DE FALLA A TIERRA SEGÚN CONEXIÓN DE NEUTRO Y TIEMPO DE DE ACCIÓN DE PROTECCIONES CONVENCIONALES.	103

TABLA 35. LÍNEA DE FUGA EN FUNCIÓN DEL NIVEL DE CONTAMINACIÓN.	104
TABLA 36. NIVEL DE AISLAMIENTO PARA VALORES DE VOLTAJE NOMINAL SERIE I.	106
TABLA 37. NIVEL DE AISLAMIENTO PARA VALORES DE VOLTAJE NOMINAL SERIE II.	107
TABLA 38. NIVELES DE AISLAMIENTO PARA BARRAS DE FASE AISLADA.	110
TABLA 39. NIVELES DE AISLAMIENTO PARA BARRAS DE FASE NO SEGREGADA.	110
TABLA 40. NIVELES DE AISLAMIENTO PARA BARRAS DE FASE SEGREGADA.	110
TABLA 41. VALORES DE CORRIENTE NOMINAL, (RMS), PARA BUSES DE BARRA DE FASE AISLADA AUTO-ENFRIADA.	111
TABLA 42. VALORES DE CORRIENTE NOMINAL, (RMS), PARA BUSES DE BARRA DE FASE SEGREGADA Y NO-SEGREGADA AUTO-ENFRIADAS.	112
TABLA 43. VALORES DE RESISTENCIA DE CORRIENTE MOMENTÁNEA PARA BARRAS DE FASE SEGREGADA Y NO SEGREGADA SEGÚN NORMA IEEE C37.23.	113
TABLA 44. VALORES TÍPICOS DE Df.	118
TABLA 45. TIPOS DE SUELOS Y SUS RESISTIVIDADES APROXIMADAS.	121
TABLA 46. CONSTANTES DE MATERIALES.	122
TABLA 47. TIPOS DE AVERÍAS EN ESQUEMAS DE UNA SOLA BARRA. [15].....	134
TABLA 48. TIPOS DE AVERÍAS EN ESQUEMAS DE VARIAS BARRAS. [15].....	135
TABLA 49. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE TURBINA Y GENERADOR PARA EL PROYECTO HIDROELÉCTRICO VICTORIA	140
TABLA 50. FACTORES DE CORRECCIÓN POR ALTITUD PARA EL PROYECTO HIDROELÉCTRICO VICTORIA.	142
TABLA 51. RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA SISTEMA SIN CENTRAL VICTORIA.	143
TABLA 52. RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA SISTEMA CON CENTRAL VICTORIA.	144
TABLA 53. RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA SISTEMA SIN CENTRAL LORETO Y SIN COMPENSACIÓN REACTIVA.	144
TABLA 54. RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA SISTEMA SIN CENTRAL PAPALLACTA Y SIN COMPENSACIÓN REACTIVA.	145

TABLA 55. CORRIENTES Y POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO PARA LA CENTRAL VICTORIA.....	146
TABLA 56. CORRIENTES Y POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO PARA LA CENTRAL VICTORIA	146
TABLA 57. CORRIENTES MÁXIMAS Y MÍNIMAS DE CORTOCIRCUITO PARA LA CENTRAL VICTORIA	147
TABLA 58. CORRIENTES PICO DE CORTOCIRCUITO PARA LA CENTRAL VICTORIA.....	147
TABLA 59. IED'S DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN MÍNIMOS PARA CELDA BLINDADA.	150
TABLA 60. RESUMEN DE RESULTADOS.....	168
TABLA 61. COSTOS DE EQUIPAMIENTO CONVENCIONAL.	169
TABLA 62. COSTOS DE EQUIPAMIENTO BLINDADO METAL-CLAD.	170
TABLA 63. COSTO ANUAL DE RECUPERACIÓN PARA SUBESTACIÓN DE TIPO CONVENCIONAL.....	172
TABLA 64. COSTO DE RECUPERACIÓN DEL CAPITAL PARA EQUIPAMIENTO BLINDADO METAL-CLAD.	173
TABLA 65. COSTO ANUAL TOTAL DE ESQUEMA PARA SUBESTACIÓN CONVENCIONAL. ...	173
TABLA 66. COSTO ANUAL TOTAL DE ESQUEMA PARA SUBESTACIÓN BLINDADA METAL-CLAD.	173
TABLA 67. RESUMEN ECONÓMICO FINAL	174
TABLA 68. ANÁLISIS DE ESTUDIO ECONÓMICO.	175

RESUMEN

Capítulo 1.- En el primer capítulo se verá de forma general aspectos relacionados con tipos de subestaciones eléctricas, esquemas de barras, equipos de una subestación y sus características, sistema SCADA, así como aspectos básicos de centrales hidroeléctricas de pequeña capacidad.

Capítulo 2.- En éste capítulo se revisará lo referente a celdas de tipo blindado metal-clad, en cuanto a: requerimientos técnicos, características constructivas, requerimientos ambientales para una correcta operación y características de los equipos empleados en este tipo de celdas.

Capítulo 3.- En dicho capítulo se describe el procedimiento de cálculo y selección de los parámetros necesarios para el dimensionamiento de los diferentes elementos que conforman una subestación de tipo blindado metal-clad.

Capítulo 4.- En éste capítulo se describen los criterios financieros para la selección de equipamiento que permitirán determinar la factibilidad económica del equipamiento metal-clad frente a equipamiento convencional.

Capítulo 5.- En capítulo quinto se realiza un ejemplo de aplicación real de lo analizado en este proyecto de titulación.

Capítulo 6.- En el capítulo final se establecen las conclusiones y recomendaciones obtenidas de la realización del presente trabajo.

PRESENTACIÓN

El gran espacio que requiere una subestación para su construcción, especialmente a nivel de distribución así como el peligro que representa una instalación eléctrica cerca de centros densamente poblados obliga a buscar opciones de equipamiento que ocupe menos espacio y además sean seguras para las personas sin sacrificar las características técnicas, ambientales y operacionales que una subestación debe tener.

Por lo anteriormente dicho el presente trabajo plantea como una opción debido a todas sus ventajas, la utilización de equipamiento de tipo blindado metal-clad para la construcción de subestaciones a nivel de distribución combinada con la idea generación distribuida mediante centrales de generación hidroeléctrica de pequeña capacidad.

CAPITULO 1

GENERALIDADES

1.1 SUBESTACIONES ELECTRICAS [1].

Una subestación eléctrica es un conjunto de máquinas y equipos cuyo propósito es el suministro económico de energía a zonas pobladas.

1.1.1 CLASIFICACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS.

Las subestaciones eléctricas se pueden clasificar básicamente de acuerdo a:

- El tipo de función.
- El tipo de montaje o instalación.

1.1.1.1 Clasificación de acuerdo al tipo de función:

- **Subestaciones eléctricas de plantas generadoras o centrales eléctricas.**

Este tipo de subestación se encuentra ubicada adyacente a la central de generación eléctrica, para modificar los parámetros de potencia, (voltaje y corriente), provenientes directamente del generador a niveles de transmisión, sub-transmisión o distribución.

En el Ecuador el valor de voltaje generalizado para generación es 13.8KV, mientras que los valores típicos para transmisión son, 138, 230 y 500KV, para sub-transmisión 69, 46KV y para distribución es de 6.3, 13.8 y 22.8KV¹.

- **Subestaciones receptoras primarias.**

Son aquellas que sirven para reducir los valores de voltaje provenientes desde el sistema de transmisión para alimentar a los sistemas de sub-transmisión o distribución, eventualmente teniendo en el secundario del transformador valores que van desde 69, 46, 34.5 y 23KV.

¹ <http://www.conelec.gob.ec>.

➤ **Subestaciones receptoras secundarias, (reductoras).**

Estas subestaciones se alimentan desde redes de sub-transmisión y su función es reducir el valor de voltaje para sistemas de distribución, con valores en secundario de transformador de 22.8, 13.2, 6.3 o 4.6KV.

➤ **Subestaciones de enlace.**

Estas subestaciones son utilizadas para enlazar diferentes sistemas eléctricos con fines operativos o para mejorar la confiabilidad de dichos sistemas.

➤ **Subestaciones de seccionamiento.**

Este tipo de subestaciones son utilizadas para realizar conexión o desconexión de segmentos de la red o sistema eléctrico de potencia, con fines principalmente operativos o de mantenimiento.

1.1.1.2 Clasificación de acuerdo al tipo de montaje o instalación:

➤ **Subestación tipo intemperie.**

Este tipo de subestaciones son montadas en el exterior, por lo que sus equipos, máquinas y circuitos deben ser construidos para soportar condiciones ambientales adversas como son contaminación, lluvia, nieve, polvo, sol etc.

➤ **Subestación tipo interior.**

Estas subestaciones son diseñadas para instalación al interior de edificaciones, cavernas etc. Los componentes de la subestación no están diseñados para soportan condiciones ambientales adversas como lluvia, viento, contaminación u otras.

1.2 FACTORES A CONSIDERAR EN EL DISEÑO DE UNA SUBESTACION ELÉCTRICA.

Los principales factores a considerar al momento de analizar una subestación eléctricas son, [4] y [2]:

1.2.1 SEGURIDAD.

Se refiere tanto a la seguridad que existe en la operación y mantenimiento de los equipos por parte del personal, así como la seguridad de suministro de energía que la subestación tendrá al momento de encontrarse en operación.

1.2.2 MANIOBRABILIDAD.

Maniobrabilidad es el grado de dificultad con el cual una subestación se puede operar. Se debe tomar en cuenta que mientras más componentes existan en una subestación, su maniobrabilidad y por ende su operación será más compleja.

1.2.3 MANTENIMIENTO.

Un correcto plan de mantenimiento mejora de gran manera la operación, confiabilidad y vida útil de una instalación, sea ésta de cualquier índole es decir eléctrica, industrial, comercial o residencial.

Algunos aspectos que se deben considerar son, [4]:

- Limpieza.
- Control de agentes dañinos como humedad, polvo o sustancias corrosivas.
- Ventilación adecuada.
- Inspecciones térmicas y visuales.
- Pruebas periódicas a equipos y maquinaria en general.
- Conservación de registros y documentación pertinente.
- Aplicación de normas, códigos y recomendaciones de fabricantes.

1.2.4 CONFIABILIDAD.

Se relaciona con la probabilidad que tiene éste o alguno de sus componentes de fallar.

Es importante considerar que mientras mayor número de componentes o grado de complejidad tenga un sistema, la probabilidad de fallar es mayor.

1.2.5 VERSATILIDAD

Es la facilidad que tiene un sistema de adecuarse a diferentes requerimientos y necesidades de operación mediante la apertura o cierre de equipos de corte o desconexión.

1.2.6 COSTO.

El costo de una subestación eléctrica, puede ser un factor definitorio de selección durante el proceso de diseño y planificación de un proyecto.

1.3 ESQUEMA O CONFIGURACION DE BARRAS DE UNA SUBESTACION.

Los principales esquemas para arreglos de barra en subestaciones son, [5]:

a) Esquema de barra simple.

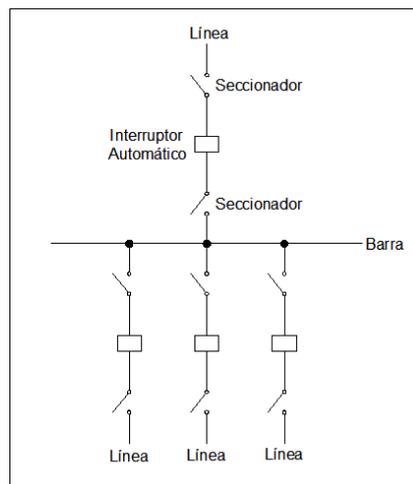


Figura 1. Esquema de barra simple.

b) Esquema anular o en anillo

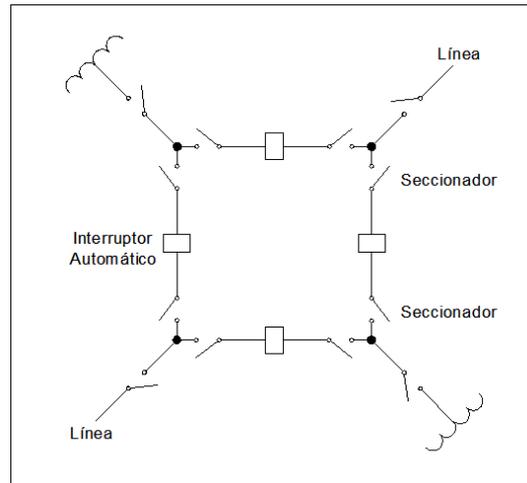


Figura 2. Esquema anular o anillo.

c) Esquemas con doble barra.

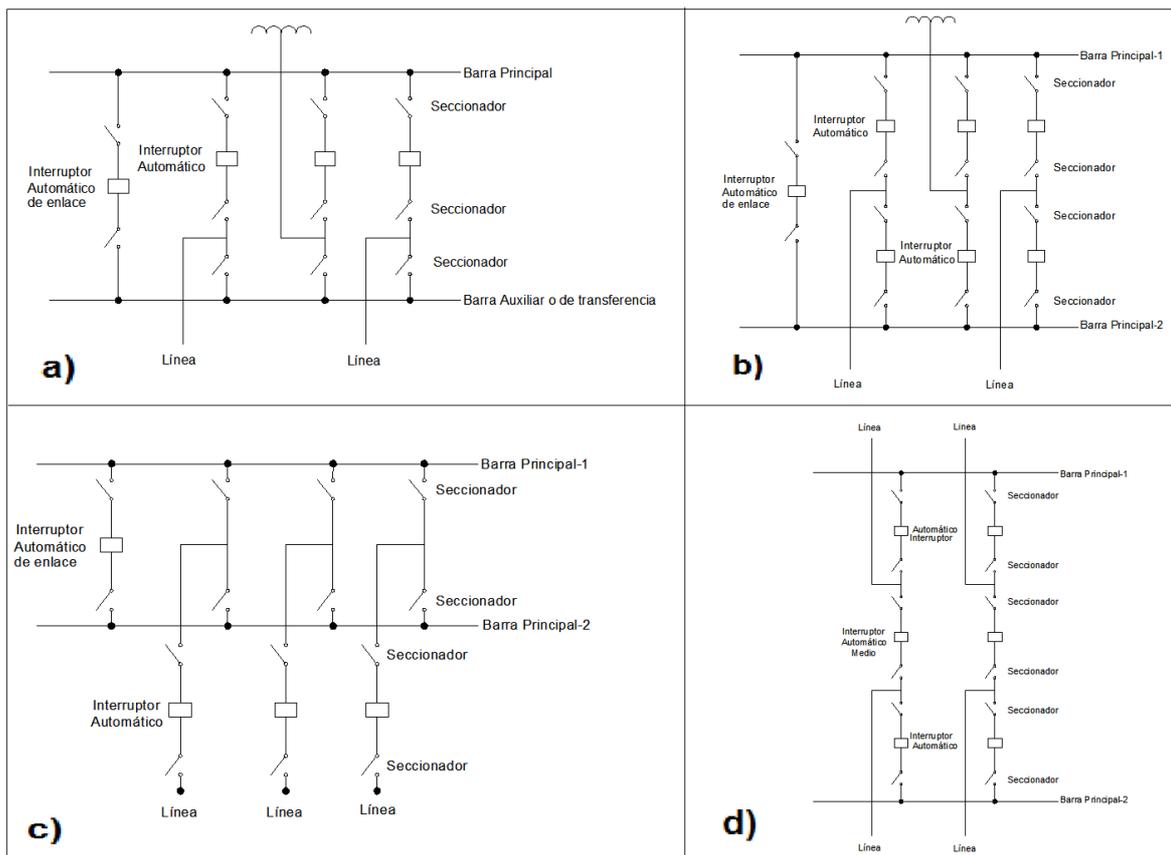


Figura 3. a) Barra principal y transferencia. b) Barra doble con doble interruptor automático. c) Barra doble con un interruptor automático. d) Barra doble con interruptor automático.

Para la selección del tipo de configuración de barra se debe considerar las ventajas y desventajas que éste presente cada una.

Tabla 1. Ventajas y desventajas de los esquemas de barra.²

Esquema de barra	Ventajas	Desventajas
Una barra o barra simple.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Costo bajo. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. La falla de la barra o cualquier interruptor automático resulta en interrupción de servicio de toda la subestación. 2. Dificultad para cualquier trabajo de conservación. 3. La barra no puede ser extendida sin desenergizar por completo la subestación. 4. Puede utilizarse sólo cuando las cargas pueden ser interrumpidas o tengan otras medidas de alimentación.
Barra doble con doble interruptor automático.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Cada circuito tiene dos interruptores automáticos para su uso exclusivo. 2. Tiene flexibilidad al permitir que circuitos alimentadores se conecten a cualquier barra. 3. Cualquier interruptor automático puede ser retirado para mantenimiento. 4. Alta confiabilidad. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Es más costoso. 2. Perdería la mitad de los circuitos por falla del interruptor automático si aquellos no se conectan a ambas barras.
Barra principal y transferencia o auxiliar	<ol style="list-style-type: none"> 1. Bajo costo inicial y final. 2. Cualquier interruptor automático puede ser retirado para mantenimiento. 3. Puede usarse dispositivos de potencial en la barra principal para protección con relevadores. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Requiere un interruptor automático extra para enlace de barra. 2. La conmutación es complicada cuando se de mantenimiento a un interruptor automático. 3. La falla de una barra o de cualquier interruptor automático resulta en la suspensión de servicio de toda la subestación.
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Permite un poco de flexibilidad con dos 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se requiere un interruptor extra para el enlace de

² Tabla extraída de FINK, Donald G; H, Wayne Beaty; Manual de Ingeniería Eléctrica, decimotercera edición, Colección McGRAW-HILL Interamericana de México, 2004, pág. 8, capítulo 17.

<p>Barra doble con un interruptor automático.</p>	<p>barras operadoras.</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Cualquier barra principal puede ser retirada para su mantenimiento. 3. Un circuito puede ser transferido fácilmente de una barra a otra mediante el interruptor automático de enlace o un seccionador selector de barra. 	<p>barra.</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Se requieren 4 seccionadores por circuito. 3. El esquema de protección de barra puede ocasionar pérdida de subestación cuando opere, si todos los circuitos están conectados a esa barra. 4. Alta exposición a falla de barra. 5. Una falla en el interruptor automático de línea saca de servicio a todos los circuitos conectados a esa barra. 6. Una falla en el interruptor automático de enlace saca de servicio a toda la subestación
<p>Barra en anillo o anular.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Bajo costo inicial y final. 2. Operación flexible para mantenimiento de interruptor. 3. Cualquier interruptor automático puede ser retirado sin interrumpir el servicio a la carga. 4. Requiere solo un interruptor automático por circuito. 5. No usa barra principal. 6. Cada circuito es alimentado por dos interruptores automáticos. 7. Toda la conmutación se hace con interruptor automático. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Si ocurre una falla durante el periodo de mantenimiento de un interruptor automático, el anillo puede separarse en dos secciones. 2. La reconexión automática y la circuitería de relevadores de protección es compleja. 3. Si se usa un solo juego de relevadores, el circuito debe ser sacado de servicio para, mantener los relevadores. (común en todos los esquemas) 4. Requiere dispositivos de potencial en todos los circuitos dado que no hay punto de referencia definido de potencial. Estos dispositivos pueden requerirse en todos los casos de sincronización, línea viva o indicación de voltaje. 5. Falla de un interruptor automático durante una falla en uno de los circuitos ocasiona pérdida de un circuito adicional, debido a la operación de relevadores de protección de falla de

		interruptor automático.
Doble barra con interruptor automático y medio.	<ol style="list-style-type: none"> 1. La operación más flexible. 2. Alta confiabilidad. 3. La falla de interruptor automático del lado de barra saca de servicio a sólo un circuito. 4. Toda la conmutación se hace con un interruptor automático. 5. Operación sencilla; no se requieren seccionadores para operación normal. 6. Cualquier barra principal puede ser sacada de servicio, en cualquier momento, para mantenimiento. 7. La falla en barra no saca de servicio a ningún circuito alimentador. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Un interruptor automático y medio por circuito. 2. La protección con relevadores y la reconexión automática intervienen un poco, dado que el interruptor automático central debe responder a cualquier de sus circuitos asociados.

1.4 PRINCIPALES ELEMENTOS DE UNA SUBESTACION.

Los principales equipos que una subestación posee son:

1.4.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

El transformador de potencia es el corazón de una subestación, ya que es el equipo encargado de variar el voltaje nominal de un sistema, de un valor a otro, siendo capaz de transportar el flujo de potencia de manera continua hacia una parte específica del sistema o directamente a la carga que alimenta.



Figura 4. Transformador de potencia³ .

1.4.1.1 Regulación de voltaje de un transformador.

La regulación de voltaje de un transformador se define como la variación de voltaje en vacío y a plena carga en el secundario de un transformador, expresado en porcentaje o en por unidad respecto a la voltaje en vacío [42].

$$\text{Regulación}_{100\%} = \frac{V_{\text{vacío}} - V_{\text{plena carga}}}{V_{\text{vacío}}} \times 100 \quad (1.1)$$

1.4.1.2 Rendimiento o eficiencia de un transformador

El rendimiento de un transformador es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada [42].

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{potencia de salida}}{\text{potencia de entrada}} \quad (1.2)$$

Esta diferencia existente entre los valores de potencia de entrada y de salida se debe al grado de pérdidas que tenga un transformador, mientras más pérdidas tenga un transformador, mas diferirán los valores de potencia de entrada y de salida y por ende la eficiencia será menor.

³ Figura extraída de <http://www.agenciafe.com>

En resumen mientras más pérdidas existan en un transformador este será menos eficiente.

Las pérdidas de un transformador se pueden dividir en dos grupos [42]:

- a) Las pérdidas en los devanados primario y secundario, ($I^2 R$).

$$I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2 \quad (1.3)$$

- b) Las pérdidas en el núcleo por histéresis y corrientes de Eddy.

A las pérdidas totales del núcleo la simbolizaremos como P_n .

Entonces las pérdidas totales en un transformador serán igual a:

$$P_n + I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2 \quad (1.4)$$

1.4.1.3 El Autotransformador

El autotransformador es una máquina eléctrica similar a un transformador convencional, cuyos devanados primario y secundario se encuentran conectados y montados sobre un mismo núcleo ferromagnético, lográndose con esto tener acoplamiento magnético y conductivo.

El autotransformador tiene el mismo principio de funcionamiento de un transformador convencional, debido a esto cumple con las mismas relaciones matemáticas para su análisis.

Un autotransformador básico tendrá dos terminales independientes y un terminal común, esto permite tener un número diferente de vueltas en el bobinado entre, el un terminal independiente, con el terminal común y el otro terminal independiente, también con el terminal común, logrando con esto variar el valor de voltaje y corriente.

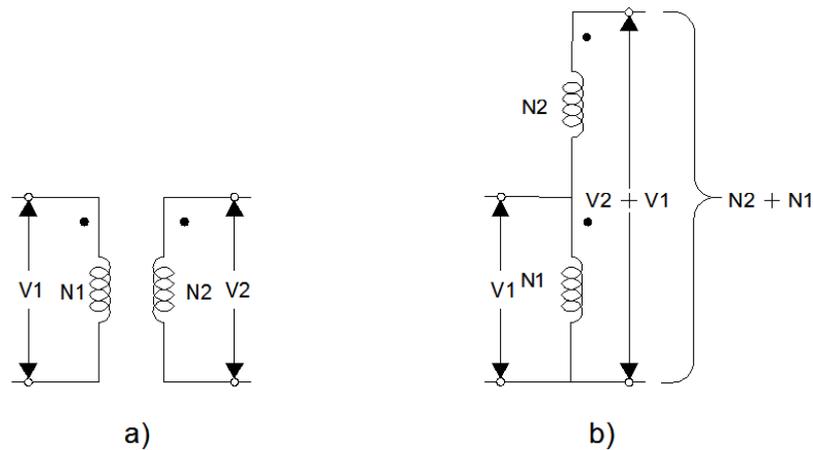


Figura 5. a) Conexión de bobinas de transformador. b) Conexión de bobinas para autotransformador.

Debido a que el acoplamiento de un autotransformador es tanto magnético como conductivo, las pérdidas que se presentan en éstos son menores a las de un transformador de las mismas características, por lo que son más eficientes y de tamaño menor que la de un transformador, sin olvidar que esta característica constructiva requiere un grado de aislamiento mayor que el de un transformador común.

1.4.1.4 Clasificación y utilización de transformadores [42].

Los transformadores pueden ser clasificados considerando tanto aspectos constructivos como operacionales.

a) Por operación:

- ✓ Transformadores de distribución.- Con una capacidad entre 5 y 500 kVA monofásicos o trifásicos.
- ✓ Transformadores de potencia.- Con una capacidad mayor a 500 kVA.

b) Por el número de fases:

- ✓ Monofásico.
- ✓ Trifásicos.

c) Por la construcción del núcleo:

- ✓ Núcleo acorazado.- También conocido como tipo “shell”, se caracteriza por que los devanados de alta y baja se encuentran cubiertos por el núcleo.

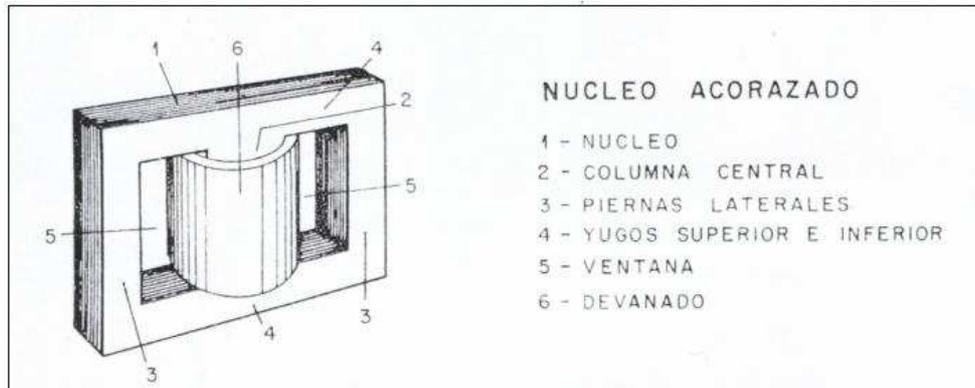


Figura 6. Núcleo tipo acorazado⁴.

- ✓ Núcleo no acorazado.- También conocido como “Core” o columna, se caracteriza porque los devanados se montan en las columnas del núcleo ocupando gran porción del circuito magnético.

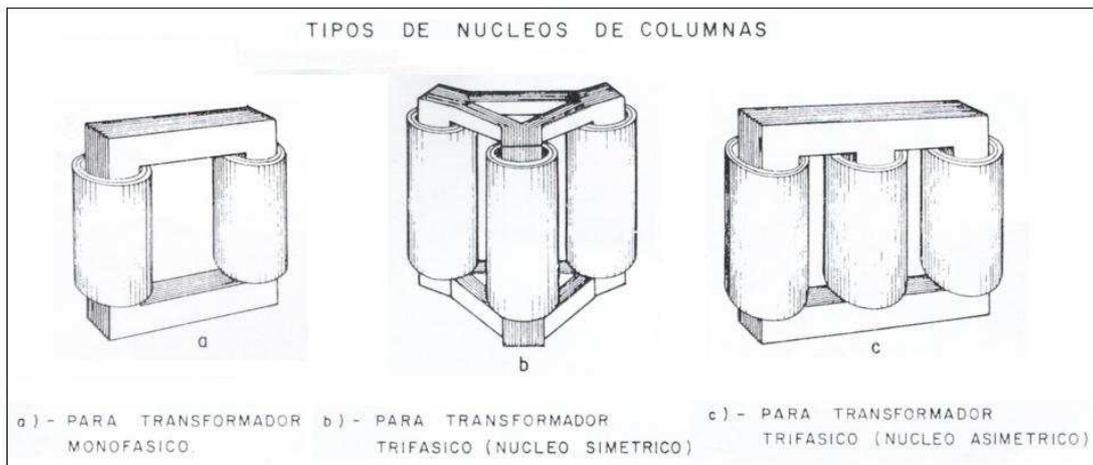


Figura 7. Núcleo tipo no acorazado, [1].

d) Según las condiciones de servicio.- Se puede clasificar en:

- ✓ Para uso interior.

⁴ Figura extraída de HARPER ENRIQUEZ, Gilberto; Curso de transformadores y motores trifásicos de inducción, Tercera edición, Editorial LIMUSA, 1986, pág.33.

- ✓ Para uso exterior o a la intemperie.

e) **Según el tipo de enfriamiento.**- Se pueden clasificar en sumergidos en aceite y tipo seco [42].

Para los transformadores sumergidos en aceite la norma ANSI clasifica el tipo de enfriamiento de acuerdo a la siguiente nomenclatura:

- ✓ **Tipo OA.**- Autoenfriado.
- ✓ **Tipo OA/FA.**- Autoenfriado y enfriado por aire forzado.
- ✓ **Tipo OA/FA/FOA.**- Autoenfriado, enfriado por aire forzado y enfriado por aceite forzado.
- ✓ **Tipo FOA.**- Enfriado por aceite forzado.
- ✓ **Tipo OW.**- Enfriado por aceite y agua.
- ✓ **Tipo FOW.**- Enfriado por aceite y agua forzada.

Entre los de tipo seco se tiene:

- ✓ **Tipo AA.**- Autoenfriado naturalmente con aire.
- ✓ **Tipo AFA.**- Autoenfriado naturalmente con aire y aire forzado.
- ✓ **Tipo AA/FA.**- Autoenfriado naturalmente con aire y aire forzado en régimen doble primero naturalmente y luego aire forzado.

1.4.1.5 Grupos de conexiones para transformadores trifásicos

Las principales formas de conexión dentro de transformadores trifásicos se presentan en la siguiente figura:

1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8		
Identificación		Diagrama		Esquema		Relación de tensiones compuestas (*)		Identificación		Diagrama		Esquema		Relación de tensiones compuestas (*)		Antigua denominación V.D.E.	
Desfase	Áng. de B.T. en (trasal)	Denominación G.E.I.	A.T.	B.T.	A.T.	B.T.	UAT UBT	Antigua denominación V.D.E.	Desfase	Áng. de B.T. en (trasal)	Denominación G.E.I.	A.T.	B.T.	A.T.	B.T.	UAT UBT	Antigua denominación V.D.E.
0°		Dd0					$\frac{N_A}{N_B}$	A1	180°		Dd6					$\frac{N_A}{N_B}$	B1
		Yy0					$\frac{N_A}{N_B}$	A2			Yya					$\frac{N_A}{N_B}$	B2
		Dz0					$\frac{2N_A}{3N_B}$	A3			Dz6					$\frac{2N_A}{3N_A}$	B3
150°		Dy5					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C1	-30°		Dy11					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D1
		Yd5					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	C2			Yd11					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	D2
		Yz5					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C3			Yz11					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D3

Figura 8. Grupos de conexión para transformadores trifásicos.

1.4.1.6 Partes principales de un transformador

Las partes principales que constituyen un transformador pueden dividirse en 4 grupos que son:

- Circuito magnético, (núcleo).
- Circuito eléctrico, (devanados).
- Sistema de aislamiento.
- Tanque y accesorios.

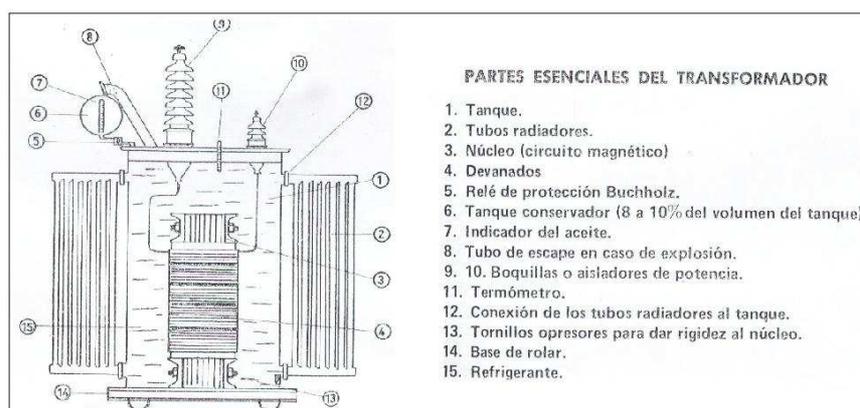


Figura 9. Partes principales de un transformador.⁵

⁵ Figura extraída de HARPER ENRIQUEZ, Gilberto; Curso de transformadores y motores trifásicos de inducción, Tercera edición, Editorial LIMUSA, 1986, pág.83.

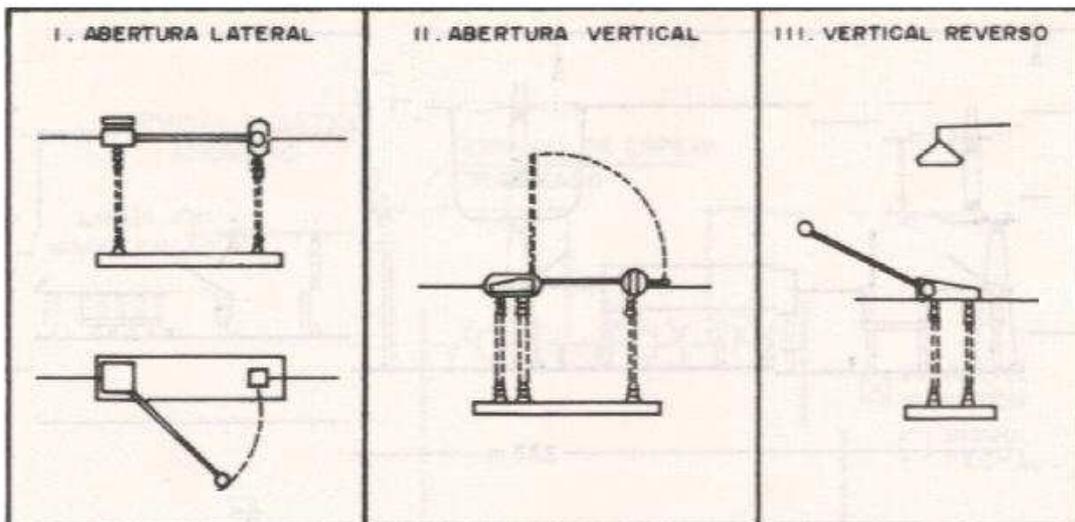
1.4.2 SECCIONADORES O CUCHILLAS DESCONECTADORAS.

El seccionador o cuchilla desconectadora es un equipo de conexión y desconexión visible, utilizado para aislar secciones de un circuito, mantenimiento, cambio de equipos adyacentes o para realizar maniobras operativas de un sistema. Los seccionadores son equipos diseñados para operar sin carga o siempre y cuando los contactos de apertura se encuentran al mismo potencial.

1.4.2.1 Tipos de seccionadores

Los tipos de seccionadores más comunes son:

- Horizontal o lateral.
- Horizontal o lateral invertida.
- Vertical.
- Pantógrafo.



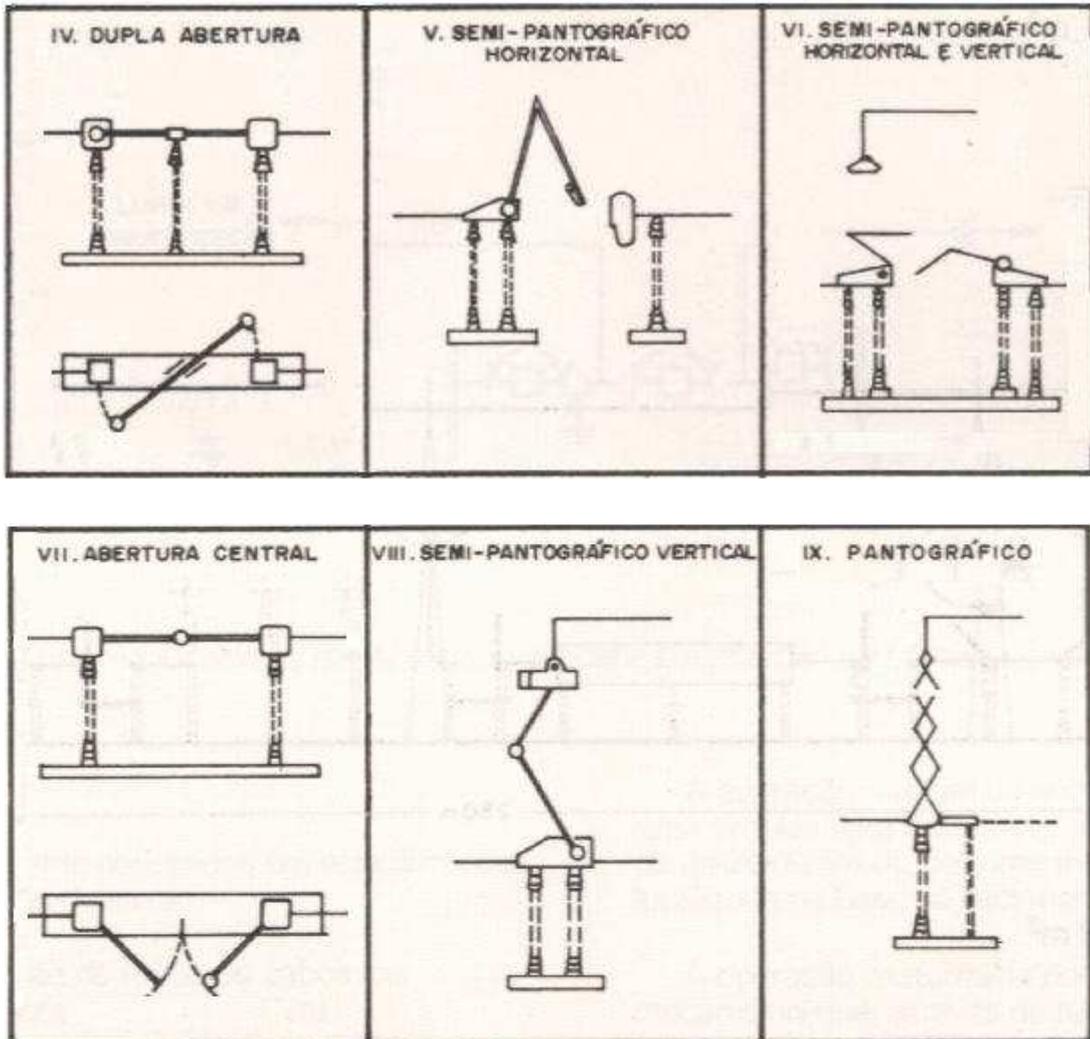


Figura 10. Tipos de seccionadores.⁶

1.4.2.2 Tipo de operación de seccionadores

El tipo de operación de un seccionador puede ser individual o simultánea.

Generalmente la operación individual se hace cuando el voltaje de operación es menor a 20kV, mientras que la operación simultánea se hace para voltajes de operación desde 20kV en adelante.

La operación de seccionadores puede ser de forma manual o automática mediante alguna máquina motriz eléctrica, hidráulica o neumática.

⁶ Figuras extraídas de, TAPIA, Luis; Operación de Subestaciones; 2005; pág. 48-49

1.4.3 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO O DISYUNTOR.

El interruptor automático o disyuntor es un equipo de corte, seccionamiento y maniobra diseñado para el cierre o apertura de un circuito mientras que por éste se encuentra circulando una corriente, (sistema con carga).

La principal función de un interruptor automático es la de proteger los equipos adyacentes de corrientes anómalas de falla.

Básicamente la operación de interrupción de corriente en un interruptor automático puede dividirse en tres fases:

FASE 1.- Separación de contactos y formación del arco eléctrico.

FASE 2.- Extinción del arco eléctrico.

FASE 3.- Reforzamiento dieléctrico del medio. Se consigue que el medio sea suficientemente aislante para que no se dé un reencendido del arco eléctrico.

Idealmente el arco eléctrico debería extinguirse al momento de que la onda sinusoidal de corriente pase por su primer cero, pero esto no sucede, debido a que la corriente que aparece al momento de una falla, (cortocircuito), es altamente inductiva lo que causa un desfase con el voltaje, al momento de la señal de corriente pasar por cero el voltaje en los contactos persiste y se reenciende el arco.

1.4.3.1 Tipos de interruptores automáticos

El tipo de interruptor automático será definido de acuerdo al medio o método de extinción de arco.

1.4.3.1.1 Interruptores automáticos en aire

El funcionamiento de este tipo de interruptores se basa en la desionización natural de los gases por acción refrigerante del aire atmosférico y por aumento de resistencia del arco, mediante alargamiento y división del arco.

Dentro de este tipo de interruptores a su vez se tiene dos variantes, con las cuales se mejora el proceso con el cual se extingue el arco eléctrico.

- **Interruptores automáticos con aire comprimido.-** Este tipo de interruptores utiliza como principio, el enfriamiento y alargamiento del arco eléctrico mediante una corriente de aire la cual se inyecta al momento de la apertura de los contactos. Es por esto que este tipo de interruptores necesita todo un sistema de aire comprimido para su funcionamiento.

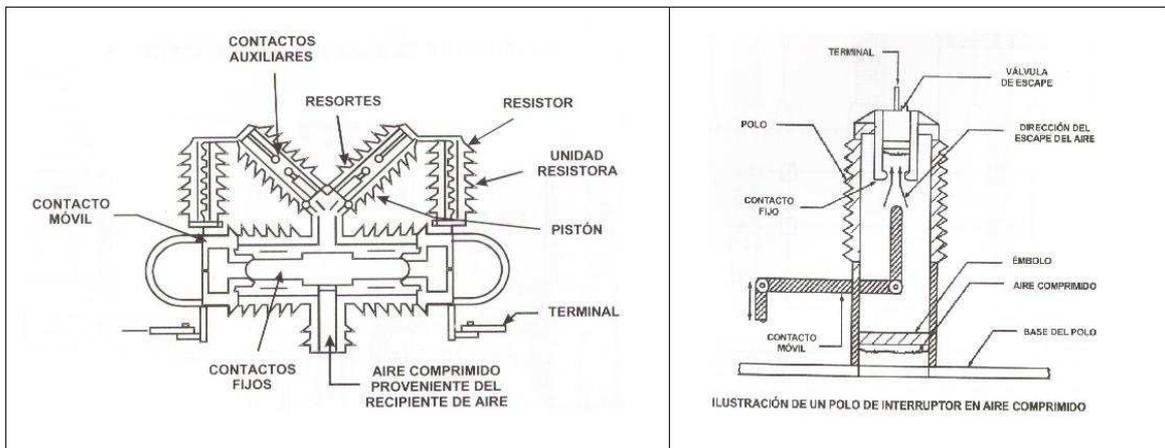


Figura 11. Interruptor de aire comprimido.

- **Interruptores automáticos soplo magnético.-** Este tipo de interruptores posee un mecanismo de bobinas en serie para crear un campo magnético, el cual debido a las características electromagnéticas del arco, propicia el alargamiento de éste y posterior subdivisión, ya que el arco es atraído hacia la cámara de arqueo, la cual está provista de divisiones aisladas.

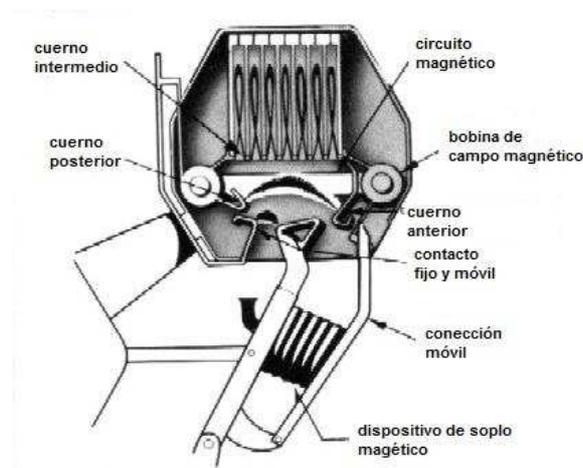


Figura 12. Proceso de extinción de arco mediante soplo magnético.

1.4.3.1.2 Interruptores automáticos en aceite

En estos interruptores, los mecanismos de extinción de arco eléctrico se encuentran sumergidos en aceite dieléctrico, el cual funciona tanto con refrigerante así como elemento aislante entre los contactos del interruptor.

Al momento de de la apertura de los contactos, el arco eléctrico volatiliza al aceite circundante, la presión de los gases calientes crea turbulencia alrededor de los contactos lo que causa que el aceite frío alrededor del arco se arremolinee y lo extinga.

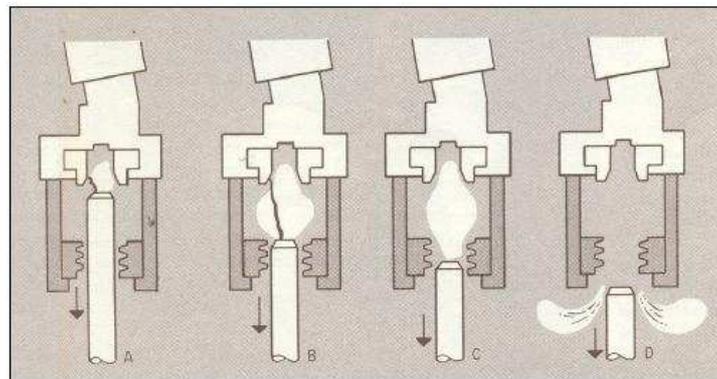


Figura 13. Proceso de extinción de arco eléctrico en aceite.

La ruptura de las moléculas de aceite debidas al arco eléctrico favorece la formación de hidrógeno, el cual ayuda para el enfriamiento y posterior extinción del arco. Después de extinto el arco eléctrico los contactos quedan totalmente inmersos en aceite lo que proporciona aislamiento adicional entre los contactos del interruptor, lo que impide el reencendido.

Dentro de los interruptores de automáticos en aceite se tiene de dos tipos:

- Interruptores de pequeño volumen de aceite

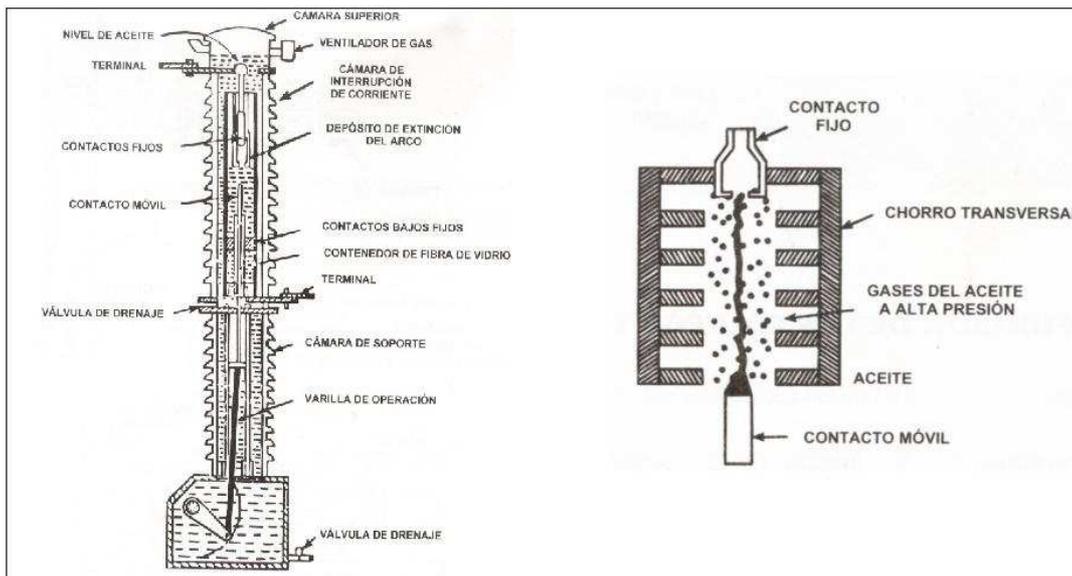


Figura 14. Interruptor automático de pequeño volumen de aceite.

- Interruptores de gran volumen de aceite

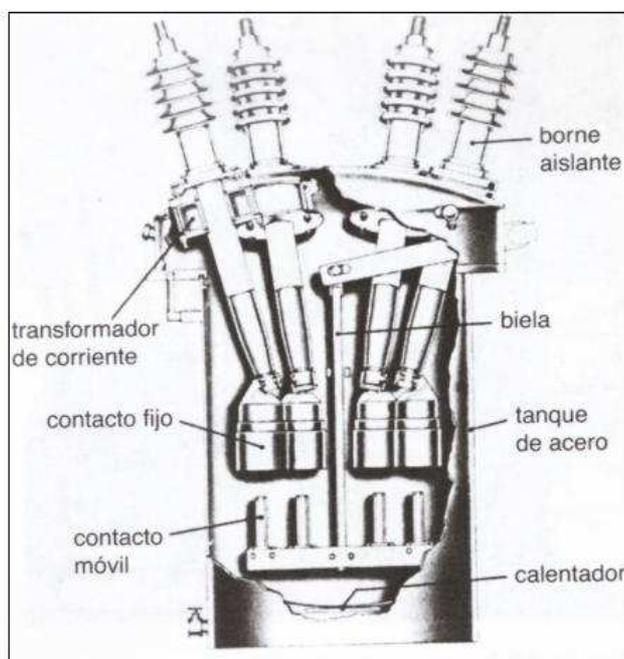


Figura 15. Interruptor automático de gran volumen de aceite.

1.4.3.1.3 Interruptores automáticos en vacío

Estos interruptores automáticos están provistos por una cámara sellada al vacío para extinción de arco. La extinción del arco eléctrico se basa en el principio del

vacío, es decir que al producirse el arco éste se extingue por la ausencia de un gas o medio que se ionice.

Las cámaras de vacío en este tipo de interruptores presentan valores de presión de vacío de 5 a 10 mmHg.



Figura 16. Cámara de vacío para extinción de arco eléctrico.

1.4.3.1.4 Interruptores automáticos en SF₆

Los interruptores automáticos en SF₆, (Hexafluoruro de azufre), se caracterizan por estar totalmente sellados y llenos de SF₆, a presiones entre 3 a 6 Bars. El SF₆ es un gas que ha demostrado grandes características como son la capacidad refrigerante y aislante al momento de la formación del arco eléctrico, además de ser un compuesto muy estable, inerte hasta los 500°C, no inflamable, no tóxico, incoloro, carente de olor, no reacciona con el agua, no ataca materiales estructurales a temperaturas inferiores a 500°C y permanece estable a temperaturas en las cuales el aceite se descompone.

Debido a las grandes características dieléctricas que posee el SF₆ éste tipo de dispositivos son muy compactos y utilizados tanto a niveles de distribución como para sistemas de gran potencia.

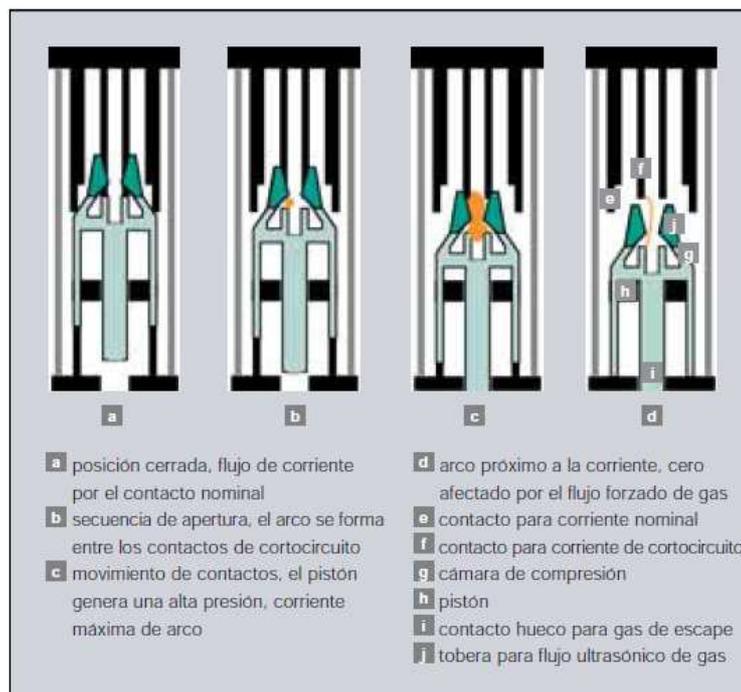


Figura 17. Secuencia de operación en cámara de extinción de arco en SF6.⁷

Los interruptores automáticos en SF6 ofrecen grandes economías de espacio y ventajas medio ambientales con respecto a las subestaciones convencionales en aire, además tienen mayor capacidad de interrupción a nivel de distribución por lo que constituyen una buena alternativa en relación a dispositivos en aceite y vacío.

1.4.4 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS.

Son transformadores encargados de reducir el valor de una señal, (Voltaje o corriente), proveniente de un sistema de potencia a valores menores equivalentes, con el fin de conectar dispositivos de medición, protección y monitoreo.

Los valores estándar de salida para estos equipos son de 120 o 115V para voltaje y 5 o 1A para corriente siendo 120V y 5A los más utilizados.

Los transformadores de instrumento pueden ser de dos tipos:

- Transformadores de corriente.

⁷ Imagen extraída de Revista ABB; El Interruptor, desarrollo modelo de un producto industrial.

- Transformadores de potencial.

1.4.4.1 Transformadores de corriente, (TC).

Como su nombre lo indica, son transformadores que modifican la magnitud de corriente, se caracterizan porque su primario se conecta en serie al circuito a controlar y el secundario se conecta en serie a los diferentes equipos de medición, protección, control o monitoreo.

Los transformadores de corriente pueden tener varios bobinados en el secundario destinados para, medición o protección.

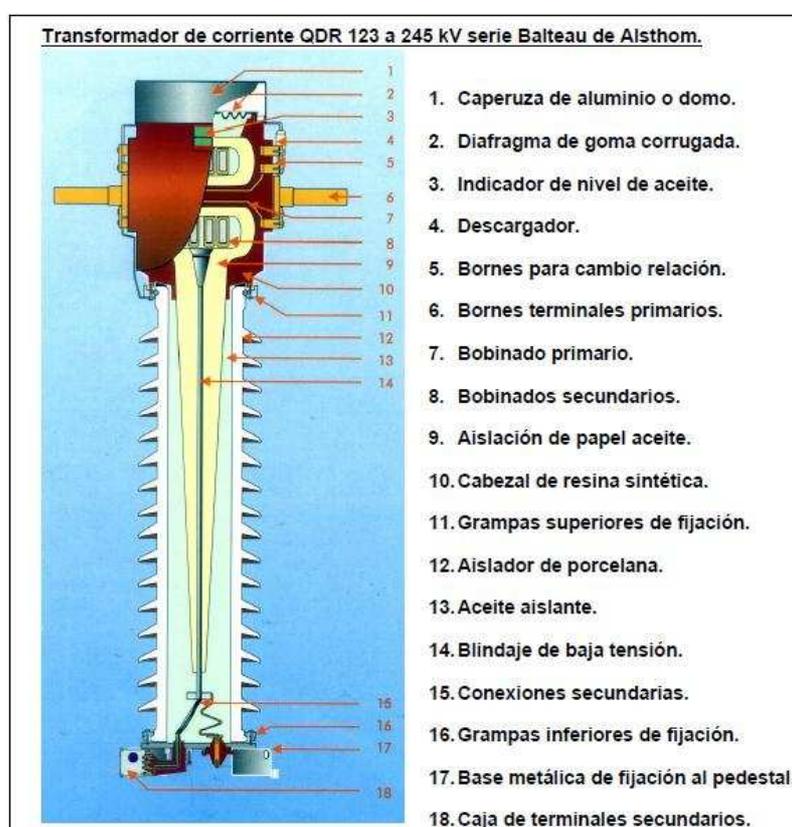


Figura 18. Transformador de corriente⁸.

Los transformadores de corriente pueden ser:

- ✓ **Para medición.-** Requieren tener gran precisión para reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente.

⁸ Figura extraída de www.frp.utn.edu.ar/materias/tydee/moduloi.pdf.

- ✓ **Para protección.-** Requiere mantener la fidelidad en la medición hasta una corriente 20 veces mayor a la nominal.
- ✓ **Mixtos.-** Poseen las características necesarias tanto para medición como para protección.

1.4.4.1.1 Tipos constructivos para transformadores de corriente [2].

Entre los tipos constructivos se tiene: Bobinado, ventana, barra central y bushing, (Figura 19).



Figura 19 . Tipos de transformadores de corriente⁹.

1.4.4.2 Transformadores de potencial, (TP).

Son transformadores que modifican la magnitud del voltaje principal de manera proporcional, pero ligeramente desfasada.

Se caracterizan porque el primario se conecta en paralelo con el circuito que se desea controlar, mientras que en el secundario se conectan en paralelo los equipos de medición, protección, control y monitoreo.

Los transformadores de potencial más comunes son:

- Con secundario sencillo.
- Con derivación en el secundario.
- Con doble secundario.
- Con neutro aterrizado.
- De voltaje sencillo en el lado de alta.

⁹ Figuras extraídas de, TAPIA, Luis; Operación de Subestaciones; 2005; pág. 52.

- Con dos voltajes en el lado de alta.

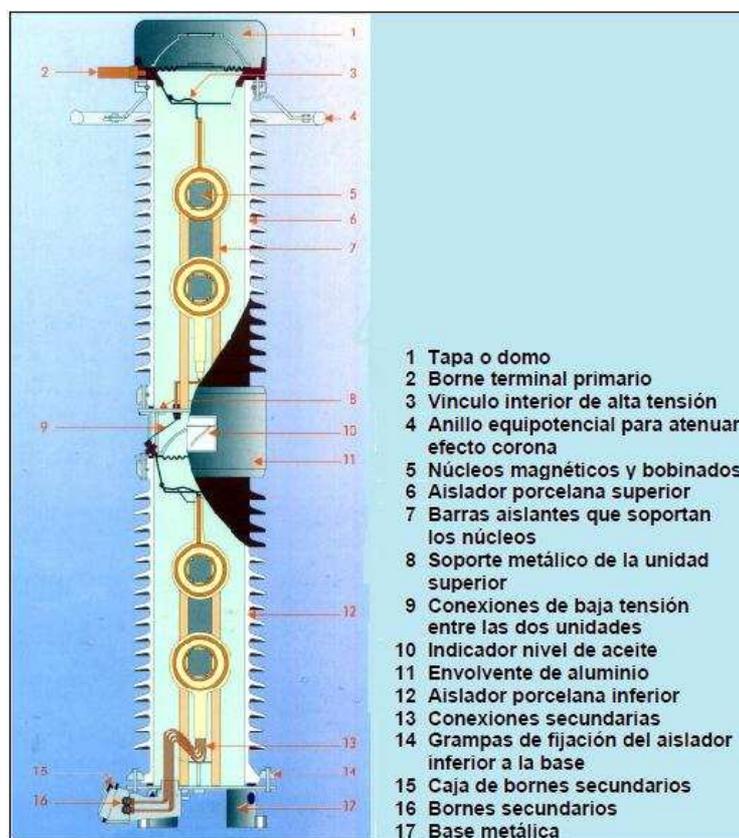


Figura 20. Transformador de potencial.¹⁰

Al igual que los transformadores de corriente los transformadores de potencial también se utilizan para medición y protección:

- ✓ **Para medición.-** Estos transformadores se caracterizan por su precisión la cual está dada según la “**clase**” del equipo. La clase determina el porcentaje de error existente en la medida.
- ✓ **Para protección.-** Destinados para alimentar relés y equipos de protección.

¹⁰ Figura extraída de www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/moduloii.pdf.

Puede ser que un transformador de potencial tenga varios secundarios con el objetivo de ser utilizado tanto para medición como para protección pero tomando en cuenta consideraciones constructivas para cada requerimiento.

1.4.4.3 Precisión de transformadores para instrumentos

El objetivo de un transformador para instrumentos es la de cambiar el valor de corriente o voltaje sin introducir ninguno o un muy pequeño error en la medición. Mientras este error sea menor la precisión del transformador de instrumento será mayor.

La precisión de un transformador de instrumento dependerá de algunos factores como por ejemplo el diseño de transformador, las condiciones del circuito y de la carga o burden conectado al secundario. La precisión se mide en términos de su valor verdadero y su ángulo de fase para condiciones de operación especificadas.

Para todo transformador de instrumento existen dos tipos de errores en medición, en la relación de transformación y en el ángulo de fase, de igual manera se establecen dos factores de corrección [5]:

- a) Factor de corrección por relación de transformación.- Se define como la relación entre la relación real o verdadera y la especificada, (de placa), o teórica.
- b) Factor de corrección de ángulo de fase.- Se define como la relación entre el factor de potencia verdadero y el factor de potencia medido, es una función tanto de los ángulos de fase de los transformadores como del factor de potencia del circuito que se va a medir.

El ángulo de fase de un transformador de instrumento es el desplazamiento de fase o error expresado en minutos entre el valor del bobinado primario y el bobinado el valor secundario debido a pérdidas que aparecen durante el proceso de transformación.

1.4.4.4 Burden de transformadores para instrumentos

Se llama burden a la carga conectada en el secundario del transformador y que determina las potencias activas y reactivas en terminales del secundario.

El burden afecta la precisión del transformador de instrumento por lo que se debe tener sumo cuidado con la determinación de éste, el burden puede expresarse en ohms, con la resistencia efectiva y las componentes reactivas o en volt-amperios totales.

Generalmente el burden de cada equipo viene dado por el fabricante, adicionalmente se debe tomar en cuenta el burden de los cables de control y conexión con los que se van a conectar el dispositivo al transformador de instrumento.

Tanto los transformadores de corriente como los transformadores de potencial poseen tablas estandarizadas de características para burden.

- **Burden para transformadores de corriente**

Tabla 2. Burden estándar para transformadores de corriente según norma ANSI C57.13.

DESIGNACIÓN DEL BURDEN	RESISTENCIA (OHMS)	INDUCTANCIA (MILIHENRY)	IMPEDANCIA (OHMS)	VOLTS AMPERES (VA)	FACTOR DE POTENCIA
(BURDEN ESTÁNDAR PARA MEDICIÓN)					
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B-0.9	0.81	1.040	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.62	2.080	1.8	45.0	0.9
(BURDEN ESTÁNDAR PARA PROTECCIÓN)					
B-1.0	0.5	2.3	1.0	25.0	0.5
B-2.0	1.0	4.6	2.0	50.0	0.5
B-4.0	2.0	9.2	4.0	100.0	0.5
B-8.0	4.0	18.4	8.0	200.0	0.5

- **Burden para transformadores de potencial.**

Tabla 3. Burden estándar para transformadores de potencial según norma ANSI C57.13.

*DESIGNACIÓN DEL BURDEN	VA SECUNDARIOS	FACTOR DE POTENCIA DEL BURDEN	REFERIDOS A 120 V		
			RESISTENCIA (Ω)	INDUCTANCIA HENRY	IMPEDANCIA (Ω)
W	12.5	0.10	115.2	3.04	1152
X	25	0.70	403.2	1.09	576
M	35	0.20	163.2	1.07	411
Y	75	0.85	82.3	0.268	192
Z	200	0.85	61.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.0503	36

Los burden utilizados para medición son W, X, M e Y.

Para designación de burden para equipo metal-clad se utilizan los valores de la tabla anterior.

1.4.4.5 Clase de presión

En transformadores de potencial como en transformadores de corriente existen tres valores estandarizados de clase de precisión 0.3, 0.6 y 1.2.

En transformadores de potencial la clase de precisión representa el porcentaje de desviación, (máximo y mínimo), con respecto al voltaje nominal.

Tabla 4. Clase de precisión para transformadores de potencial utilizados en medición según norma ANSI C57.13.

CLASE DE PRECISIÓN	LIMITES DEL FACTOR DE CORRECCIÓN
0.3	1.003 - 0.997
0.6	1.006 - 0.994
1.2	1.012 - 0.988

La norma IEC 60044-2 clasifica la precisión para medición a transformadores de potencial de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 5. Límites de exactitud en el error para transformadores de potencial para medida.

Class	Percentage voltage (ratio) error ±	Phase displacement ±	
		Minutes	Centiradians
0,1	0,1	5	0,15
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1,0	1,0	40	1,2
3,0	3,0	Not specified	Not specified

Para transformadores de protección se tiene:

Tabla 6. Límites de exactitud en el error para transformadores de potencial para protección.

Class	Percentage voltage (ratio) error + or -	Phase displacement + or -	
		Minutes	Centiradians
3P	3,0	120	3,5
6P	6,0	240	7,0

En cambio la clase de precisión para transformadores de corriente requiere que el factor de corrección se encuentre dentro de ciertos límites especificados cuando el factor de potencia, (atrasado), de la carga por medir esta dentro del rango de 0.6-1.0 a un burden dado y además al 100% de la corriente primaria que representa el factor térmico de corriente.

Tabla 7. Clase precisión para transformadores de corriente utilizados para medición según norma ANSI C57.13.

CLASE DE PRECISIÓN	100 % CORRIENTE NOMINAL		10% CORRIENTE NOMINAL		LÍMITES DEL FACTOR DE POTENCIA (ATRASADO) DE LA CARGA MEDIDA
	MÍNIMA	MÁXIMA	MÍNIMA	MÁXIMA	
0.3	0.997	1.003	0.994	1.006	0.6 - 1.0
0.6	0.994	1.006	0.988	1.012	0.6 - 1.0
1.2	0.988	1.012	0.976	1.024	0.6 - 1.0

Para medición la norma IEC60044-1 presenta la siguiente tabla:

Tabla 8. Clase de precisión para transformadores de corriente utilizados para medición según norma IEC 60044-1.

Accuracy class	± Percentage current (ratio) error at percentage of rated current shown below				± Phase displacement at percentage of rated current shown below							
					Minutes				Centiradians			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0.1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0.2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0.5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1.0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

Al igual que para transformadores de potencial la norma IEC60044-1 determina la exactitud de precisión para el error compuesto para protección de

transformadores de corriente mediante la designación 5P y 10P de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 9. Límites de error para transformadores de corriente para protección de clase PR.

Accuracy class	Current error at rated primary current %	Phase displacement at rated primary current		Composite error at rated accuracy limit primary current %
		minutes	centiradians	
5P	±1	±60	±1,8	5
10P	±3	–	–	10

La norma ANSI C57.13 también clasifica los transformadores de corriente para protección o para relés de acuerdo a la posibilidad de determinación de error por relación ya sea mediante el cálculo con un método especificado en esta norma o por medio de pruebas. Se usa la letra “C” para transformadores cuya relación debe ser calculada y con la letra “T” para los transformadores cuya relación se encuentra mediante pruebas. La aplicación de transformadores de corriente para relés debe soportar corrientes hasta de 20 veces o incluso mayores a la nominal.

La designación completa de estos transformadores se lo hace junto con el voltaje que entrega en terminales a la carga total considerando una corriente de 20 veces la nominal y que el error de relación no excede el 10% por ejemplo C100, siendo C el tipo de transformador y 100 el valor del voltaje que entrega el secundario.

Los voltajes estándar para transformadores de corriente según ANSI C57.13 son 10, 20, 50, 100, 200, 400 y 800.

1.4.5 BARRAS COLECTORAS.

Se define como barra colectora al conductor eléctrico que se utiliza como punto común de conexión para los distintos equipos eléctricos que conforman una instalación eléctrica.

Una instalación eléctrica puede tener una o varias barras colectoras según la necesidad, en el caso específico de una subestación el número de barras así como la configuración de éstas, está determinada por el diseño elegido.

Las barras colectoras están formadas principalmente por los siguientes elementos:

- a) Conductores eléctricos.
- b) Aisladores: que sirven como aislante eléctrico así como soporte mecánico del conductor.
- c) Conectores y herrajes: son los elementos con los cuales se arman las barras colectoras.

1.4.5.1 Tipos y materiales de barras colectoras

Los materiales comúnmente utilizados para la construcción de barras colectoras son: cobre, aluminio, aleaciones de cobre y acero.

Tabla 10. Ventajas del Cobre y el Aluminio.

Ventajas del Cobre	Ventajas del Aluminio
<ul style="list-style-type: none"> • Es el metal de mayor conductividad después de la plata. • Tiene gran facilidad de ser estañado, plateado o cadminizado y puede ser soldado con equipo especial de soldadura para cobre. • Es muy dúctil por lo que es fácil darle forma. • Tiene buena resistencia mecánica que puede ser mejorada combinándolo con otros metales. • No se oxida fácilmente. • Tiene buena resistencia térmica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es muy ligero, tiene la mitad del peso que el cobre para la misma capacidad de corriente. • Altamente resistente a la corrosión atmosférica. • Puede ser soldado con equipo especial. • Se reduce el efecto corona y superficial debido a que para el mismo valor de corriente se usan diámetros mayores.

1.4.5.2 Límites de temperatura en barras colectoras

Como todo conductor eléctrico el límite de temperatura es un factor muy importante ya que determina la capacidad conductiva de éste.

En una celda metal-clad se debe tener en cuenta el límite térmico del barraje y de los elementos asociados a éstas ya que este parámetro aumenta o disminuye la eficiencia del sistema, es por esto que la norma ANSI C37.20.2-1987 recomienda la siguiente tabla:

Tabla 11. Limite térmico para barras y conexiones según norma ANSI C37.20.2-1987

Tipo de barra o conexión	Limite de temperatura en el punto más caliente (°C)	Limite de temperatura en el punto más caliente (°C) Temp. ambiente= 40°C
-Barras y conexiones de cobre a cobre.	30	70
-Barras y conexiones con superficies de contacto de plata.	65	105
-Conexiones con cables aislados (cobre a cobre).	30	70
-Conexiones con cables aislados (superficies de contacto de plata)	45	85

1.4.6 PARARRAYOS.

Los apartarrayos son equipos que derivan las ondas de sobrevoltaje causada por descargas atmosféricas, (rayos), o maniobra, (apertura o cierre de equipos de corte), a tierra con el objetivo de protección de los equipos de la subestación.

Los apartarrayos se conectan entre fase y tierra y fue el primer aparato que se vio desde la llegada de las líneas de transmisión.

Existen dos tipos de apartarrayos:

- 1) Convencionales o autovalvular.
- 2) De óxidos metálicos, (ZnO u oxido de zinc).

1.4.6.1 Pararrayos de tipo Convencional o Autovalvular.

Este tipo de pararrayos también llamados de carburo de silicio, consisten básicamente en un conjunto de resistores en serie con elementos tipo gap, (entrehierros). Los resistores ofrecen una resistencia no lineal de tal forma que a la frecuencia normal del sistema ofrecen gran resistencia la cual disminuye para la descarga de corriente.

1.4.6.2 Pararrayos de Óxidos Metálicos.

Este tipo de pararrayos utiliza elementos semiconductores de óxido de zinc conectados en serie, (elementos de la válvula), y cuya propiedad más destacada es la no linealidad de su curva voltaje-corriente lo que les permite a diferencia de los pararrayos de carburo de silicio prescindir de explosores.

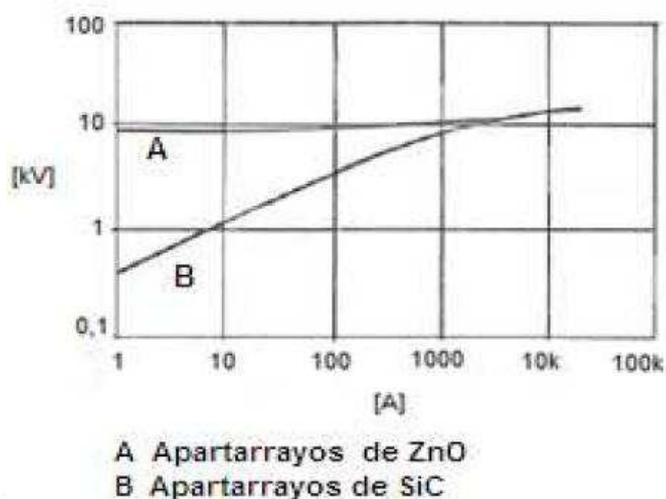


Figura 21. Curvas de voltaje-corriente de pararrayos.

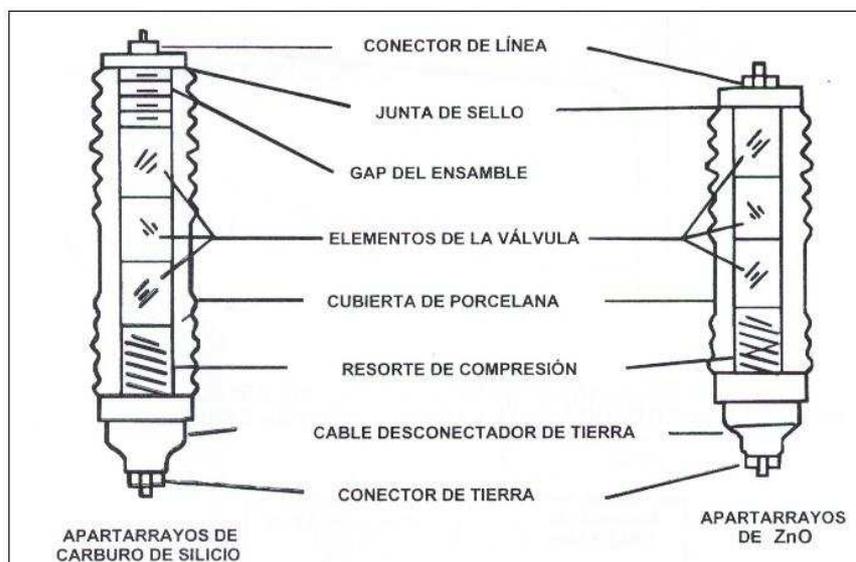


Figura 22. Partes de un pararrayos.¹¹

¹¹ Figuras extraídas de HARPER ENRIQUEZ, Gilberto; Manual del técnico en subestaciones eléctricas industriales y comerciales, Primera Edición, Editorial LIMUSA, 2008, pág.117.

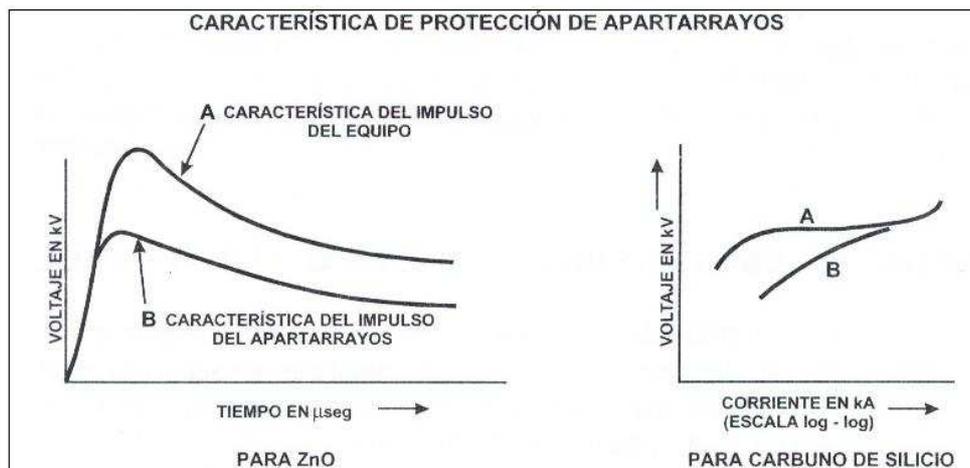


Figura 23. Características de protección de los tipos de pararrayos.¹²

1.4.7 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Un sistema de puesta a tierra tiene de forma general el objetivo de proveer un sistema de baja resistencia para desfogar de voltajes o sobrevoltajes que pudieran aparecer dentro de un sistema eléctrico debido a varias razones, por ejemplo descargas atmosféricas, fallas en equipos o líneas de transmisión etc.

Dentro de los principales objetivos de un sistema de puesta a tierra se tiene:

- Obtener un valor bajo de resistencia eléctrica para derivar a tierra fenómenos eléctricos transitorios, corrientes estáticas o parasitas, ruido eléctrico y de radio frecuencias.
- Mantener potenciales eléctricos producidos por fallas dentro de los límites seguros para humanos o animales dentro de una instalación.
- Proporcionar un camino de desfogar para corrientes defectuosas en equipos de protección.
- Proporcionar un camino a tierra para descargas atmosféricas.

La tierra o el suelo se caracterizan por tres magnitudes fundamentales:

¹² Figuras extraídas de HARPER ENRIQUEZ, Gilberto; Manual del técnico en subestaciones eléctricas industriales y comerciales, Primera Edición, Editorial LIMUSA, 2008, pág.116.

- 1) La resistividad eléctrica, (ρ), (o su inversa la conductividad σ).
- 2) La constante dieléctrica, (ε).
- 3) La permeabilidad magnética, (μ).

El comportamiento físico de los suelos depende de las propiedades, (compactación, humedad, etc), su composición, forma, volumen y condiciones ambientales como presión y volumen.

1.4.7.1 Resistividad de suelos

La resistividad del suelo y de manera general es una medida de la dificultad que la corriente eléctrica encuentra a su paso o se le puede considerar como la facilidad a su paso dando como resultando el concepto de conductividad.

El valor de la resistividad del suelo puede ser calculada usando la formula general para la resistencia de un conductor alargado y homogéneo de forma cilíndrica:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (1.5)$$

Donde:

R : Resistencia en Ω .

ρ : Resistividad en Ω -m.

l : Longitud de conductor en m.

S : Sección transversal en m^2 .

La conductividad se define como el inverso de la resistividad:

$$\sigma = \frac{1}{\rho} \quad (1.6)$$

1.5 SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS, SCADA¹³

El sistema de control y adquisición de datos, SCADA, constituye una aplicación software la cual es diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción la cual provee comunicación con dispositivos de campo como por ejemplo controladores autónomos, autómatas programables y otros, realizando de ésta manera el control de una manera automática mediante el uso de un monitor de ordenador.

En resumen el SCADA es utilizado para controlar plantas industriales y procesos de manera automática o mediante comandos de operador.

1.5.1 OBJETIVOS DE EL SISTEMA SCADA

Los objetivos del SCADA son los siguientes:

- Debe ser un sistema de arquitectura abierta y capaz de crecer o adaptarse según a las necesidades cambiantes de la empresa.
- Debe ser capaz de comunicarse fácil y transparentemente con el usuario, equipo de planta y con el resto del sistema de la empresa, (redes locales y de gestión).
- Deben ser programas sencillos de utilizar, (amigables al usuario), e instalar sin excesivas exigencias de hardware.

1.5.2 MÓDULOS DEL SISTEMA SCADA

Para que sea posible el control, supervisión y adquisición de datos el sistema debe estar conformado por los siguientes bloques o módulos:

- **Módulo de configuración.-** El cual permite al usuario definir el entorno de trabajo de su SCADA adaptándolo a una aplicación en particular.

¹³ Información extraída de CALERO FREIRE, Fabián Mauricio;” Estudio tecnico-economico de la implementacion del centro de control de las centrales Hidroelectricas Illuchi 1 e Illuchi 2 de ELEPCO.S.A”; Proyecto de Titulación; EPN.

- **Módulo de interfaz gráfica del operador.-** Permite al operador funciones de control y supervisión de la planta mediante interfaz gráfica almacenada en el ordenador la cual fue generada desde un editor u otra aplicación.
- **Módulo de proceso.-** Ejecuta las acciones de mando preprogramadas a partir de valores actuales o variables leídas.
- **Módulo de gestión y archivo de datos.-** Encargado del almacenamiento y procesamiento ordenado de datos los cuales pueden ser utilizados por otra aplicación o dispositivo.
- **Módulo de comunicaciones.-** Permite la transferencia de información entre la planta y la arquitectura hardware que soporta el SCADA y el resto de elementos del sistema.

1.5.3 FUNCIONES DE SCADA

El SCADA debe tener las siguientes funciones básicas:

- **Adquisición de datos.-** El sistema debe tener la capacidad de adquisición de datos periódicos de las RTU. Se debe considerar varias formas de manejar el envío de la información desde las RTU a la estación central.

Al mismo tiempo la función de adquisición de datos está formada por varios procesos entre los que se cuentan los siguientes:

- ✓ Monitoreo interno y actualización rápida de la base interna de la RTU.
 - ✓ Registros periódicos de la RTU para estación maestra.
 - ✓ Transmisión de datos requeridos por la estación maestra desde los RTU.
 - ✓ Chequeo de errores en los datos para la transmisión
 - ✓ Escribir sobre estados o valores anteriores en la base de datos.
- **Despliegue de información.-** Debe tener la capacidad de recuperar datos históricos y datos en tiempo real como por ejemplo monitoreo de señales

en tiempo real, variables del sistema, etc. con el fin de ser presentados al operador en forma de gráficos limitados y pantallas a color.

- **Control supervisorio.-** Es el proceso por el cual se actualiza el estado de equipos en localizaciones remotas, y se encuentra formado por los siguientes procesos:
 - ✓ Selección de estación.
 - ✓ Selección del dispositivo a ser controlado.
 - ✓ Selección de comandos a ser ejecutados como por ejemplo cierre/apertura.
- **Procesamiento de alarmas.-** Permite alertar al operador de eventos no programados e informar del tiempo de ocurrencia de éstos.
- **Almacenamiento de información y reportes.-** Debe tener un registro almacenado de la información del sistema como señales y mediciones con el fin de tener información para futuras operaciones o para cumplir con requerimientos técnicos, contables, legales y otros relacionados con regulaciones.
- **Adquisición de secuencia de eventos.-** es la capacidad de gravar eventos no programados con una resolución de tiempo entre eventos del orden de milisegundos.
- **Cálculo de datos.-** Una necesidad del SCADA es la capacidad de realizar cálculos simples como por ejemplo determinación de valores promedios máximos y mínimos con datos adquiridos.

1.5.4 ADQUISICIÓN DE DATOS DE CAMPO Y SEÑALES DE UNA CENTRAL

Los datos y señales que el SCADA requiere para realizar las operaciones antes mencionadas se toman de cada uno de los componentes del sistema en éste caso del la central hidroeléctrica, dichas señales son tomadas y mediante interfaces enviadas a las RTU o IED.

Para una central hidroeléctrica se toma las señales básicamente los siguientes componentes:

- ✓ Reservorio
- ✓ Tubería de conducción y presión.
- ✓ Tanque de presión
- ✓ Turbina.
- ✓ Generadores.
- ✓ Transformador.
- ✓ Líneas de transmisión.
- ✓ Barras.
- ✓ Servicios auxiliares y otros.

Dichas señales podrán ser digitales, analógicas, de pulsos y calculadas.

Tabla 12. Tipos de señales de una Central de generación eléctrica para el SCADA.

Tipo de señal	Aplicación de señal
Digitales	Indicación
	Alarma
	Comando
Analógicas	Medición
Pulsos	Energía

- **Señales Analógicas.-** Señales de tipo numérico principalmente de parámetros medidos como por ejemplo frecuencia, voltaje, corriente, potencia activa etc.
- **Señales Digitales.-** Señales de tipo on/off es de decir 0 y 1 provenientes principalmente de equipos y mecanismos de corte o maniobra como por ejemplo se tiene, seccionadores, disyuntores o disparo de protecciones.

Entre las señales digitales podemos considerar las siguientes:

- ✓ Open/Closed
 - ✓ Alarm/Normal
 - ✓ On/Off
 - ✓ Auto/Manual
 - ✓ Remote/Local
 - ✓ Locked/Unlocked
 - ✓ Open/Close/Transt
- **Señales de Pulsos.-** Señales generalmente de los medidores de energía y son utilizadas para realizar conteo como por ejemplo conteo de revoluciones de u medidor de energía.

Es importante saber el número total de señales que van al RTU ya con éste dato se dimensiona el RTU.

Dichas señales convergen en la RTU o IED y para ingresar a la base de tiempo real del SCADA deben ser sometidas a ciertos tratamientos.

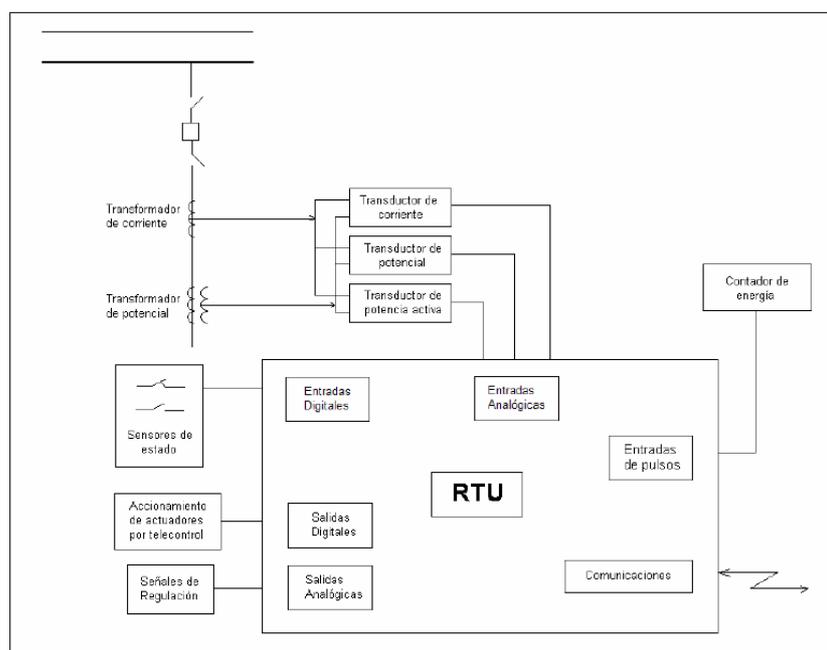


Figura 24. Señales de entrada y salida de la RTU¹⁴.

¹⁴ Figura extraída de CALERO FREIRE, Fabián Mauricio;” Estudio tecnico-economico de la implementacion del centro de control de las centrales Hidroelectricas Illuchi 1 e Illuchi 2 de ELEPCO.S.A”; Proyecto de Titulación; EPN.

Las señales de salida de la RTU son solo de tipo digital y son las que se enviarán al centro de control.

Otra opción a utilizar en lugar de la RTU es la utilización de IED, (dispositivos electrónicos inteligentes), los cuales son dispositivos electrónicos constituidos por microprocesadores que van a permitir recibir o enviar datos, realizar control, supervisión de condición de equipos y protección. Es importante resaltar una IED debe utilizar medidores digitales multifunción, relés digitales de protección y controladores.

Debido a que los IED constituyen nodos de entrada y salida de señales del sistema este debe mantenerse funcionando inclusive durante una falla, además debe contar con ciertas características las cuales se presentan a continuación:

- Los protocolos de comunicación de los IED deben corresponder con los protocolos de comunicación de los RTU.
- Entre los IED se tendrá medidores electrónicos multifunción, relés digitales y controladores.
- Los IED tendrán un número discreto de entradas y salidas cableadas físicamente y aplicaciones como por ejemplo supervisión de condición del equipo y protección.
- El puente de comunicación hacia los IED debe ser por medio de fibra óptica.
- Deben tener comunicación serial de tipo RS-232 o RS-485, con el fin de acoplamiento de redes de los IED con el centro de control.
- Se debe emplear la utilización de protocolos estandarizados como por ejemplo DMP3, Modbus, Modbus plus, IEC 60870-5-101 y 103.
- Los IED necesitan además de un sistema de posicionamiento global, (GPS), para sincronización de tiempo, el cual además proporciona una referencia de tiempo para el centro de control.

Hay que tener en cuenta que los IED son dispositivos que tienen la capacidad de realizar varias funciones las cuales principalmente son de protección, medición y comunicación es por esto que existirán tres tipos de IED para ser utilizados en una central de generación eléctrica y sus instalaciones aledañas.

1.6 CONCEPTOS BÁSICOS DE CENTRALES HIDROELECTRICAS DE PEQUEÑA CAPACIDAD [6].

Una central hidroeléctrica es aquella que utiliza la energía cinética del agua para mover un generador eléctrico.

Dentro de estas instalaciones una clase que cada día toma fuerza debido a sus ventajas tanto constructivas como medio ambientales son las centrales hidroeléctricas de pequeña capacidad.

Existen muchos criterios para categorizar a una central hidroeléctrica como de pequeña capacidad o mini centrales, por ejemplo en algunos países de la Unión Europea como Portugal, España, Irlanda y más recientemente Grecia y Bélgica, consideran "pequeñas" todas las centrales cuya potencia instalada no supera los 10 MW, en Italia el límite está situado en los 3 MW, en Francia el límite se ha establecido recientemente en 12 MW, por otro lado el término con el que la UNIDO (Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial), denomina a las centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 10 MW y realiza la siguiente clasificación:

Tabla 13. Clasificación de pequeñas centrales hidroeléctrica según la UNIDO.

Tipo de Central	Potencia,(Kw)
Pico centrales	< 5
Micro centrales	< 100
Mini centrales	< 1.000
Pequeñas centrales	< 10.000

En países latinoamericanos, se consideran centrales mini-hidráulicas aquellas con una potencia instalada de 10 MW o menos, una frontera que hasta hace poco se

situaba en los 5MW, de acuerdo con la potencia instalada la OLADE, (Organización Latinoamericana de Energía), se ha clasificado a las centrales de pequeña capacidad de la siguiente forma:

Tabla 14. Clasificación de pequeñas centrales hidroeléctrica según OLADE [6].

Potencia		Tipo	
0 - 50 kw		Microcentral	
50 - 500 kw		Minicentral	
500 - 5000 kw		Pequeña central	
Según su caída:			
Caída en metros			
	Baja	Media	Alta
Micro	$H < 15$	$15 < H < 50$	$H > 50$
Mini	$H < 20$	$20 < H < 100$	$H > 100$
Pequeña	$H < 25$	$25 < H < 130$	$H > 130$

En el Reino Unido no existe límite oficial pero parece prevalecer el criterio de 10 MW.

1.6.1 PRINCIPALES ELEMENTOS DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.

Los principales elementos de una pequeña central hidroeléctrica son:

- ✓ **Bocatoma.-** Es la obra mediante la cual se alimenta la tubería con el caudal necesario para obtener la potencia de diseño.
- ✓ **Obra de conducción.-** Se encarga de llevar al caudal hasta el tanque de presión, suele ser un canal, túnel o tubería.
- ✓ **Desarenador.-** Es un tanque al final de la obra de conducción de mayores dimensiones que esta con lo que se logra decantar partículas que se encuentran suspendidas en el agua mediante una reducción de velocidad del fluido.
- ✓ **Tanque de presión.-** Aquí la velocidad del agua es prácticamente cero y se encuentra conectada con la tubería de presión, debe estar diseñado para que no ingresen burbujas a la tubería y permitir le fácil arranque del grupo turbina-generator amortiguando el golpe de ariete.

- ✓ **Aliviadero.-** El objetivo de esta obra es eliminar el exceso de caudal que se presente en la bocatoma y tanque de presión.
- ✓ **Tubería de presión.-** Con esta se conduce el caudal de diseño hasta la turbina y se encuentra apoyado en anclajes los cuales ayudan a soportar tanto la presión del agua así como la dilatación por cambios de temperatura.
- ✓ **Casa de máquinas.-** En este lugar se encuentra ubicado el grupo turbina generador junto con todos los sistemas auxiliares de funcionamiento de este grupo.
- ✓ **Otros elementos.-** Válvulas, reguladores, volante, tableros de medida y protección, subestación, herrajes, etc.

CAPITULO 2

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE EQUIPO BLINDADO METAL-CLAD

2.1 DEFINICIONES

La norma IEC 60298 presenta las siguientes definiciones:

- **SWICTHGEAR.-** Conjunto de equipos de maniobra, medida, control y protección interconectados, montados sobre estructuras de soporte mediante accesorios utilizados principalmente para sistemas de generación, distribución y conversión de potencia eléctrica.
- **METAL-ENCLOSED.-** Celdas o compartimientos fabricados con láminas metálicas.
- **METAL-ENCLOSED SWICTHGEAR AND CONTROLGEAR.** - Celdas o compartimientos de tipo metálico para equipos de conmutación y control.
- **METAL-CLAD SWICTHGEAR AND CONTROLGEAR.** - Una subdivisión de metal-enclosed donde cada equipo de conmutación y control se encuentra dentro de un compartimiento metálico individual.
- **ELEMENTO REMOVIBLE.-** Porción del equipo que generalmente es el equipo de interrupción el cual puede ser extraído o removido.
- **PERSIANA, (“SHUTTERS”).-** Elemento encargado de cubrir completa y automáticamente los contactos primarios fijos al momento de remover el elemento removible.
- **BARRERA.-** División o partición para aislamiento de circuitos o arcos eléctricos.
- **TERMINAL.-** Conector o elemento de conexión para acoger conductores para aparatos eléctricos.

- **VENTANAS DE INSPECCION.-** Ventana de material transparente y seguro para el personal que permite la inspección visual de estado, (cerrado o abierto), de aparatos de interrupción.
- **CORRIENTE MOMENTANEA NOMINAL.-** Valor de corriente máximo rms que un equipo o conductor puede llevar momentáneamente sin sufrir daños eléctricos, térmicos, mecánicos o deformaciones permanentes.
- **POSICION DE SERVICIO.-** Parte removible conectada y lista para realizar su función dentro del sistema.

2.2 TIPOS DE CELDAS BLINDADAS

Todo equipo, dispositivo o mecanismo de maniobra, control y protección que se encuentra montado en celdas o compartimientos metálicos conectados a tierra se conocen como “METAL-ENCLOSED”.

Según la norma ANSI/IEEE C37.20.2-1987 puede diferenciar los siguientes tipos de celdas metálicas:

- 1) Celdas metal-enclosed.
- 2) Celdas Metal-clad.
- 3) Estación tipo armario de conmutación, (Station-type cubicle switchgear).

2.2.1 CELDAS METAL-ENCLOSED.

También conocidas como “metal-enclosed Power Switchgear”, la norma ANSI/IEEE C37.20.2-1987 define a ésta celda como todo mecanismo de seccionamiento y maniobra encerrado en láminas metálicas, excepto por aberturas de ventilación o ventanas de inspección. El acceso al interior se lo hace a través de puertas o paneles removibles.

2.2.2 CELDAS METAL-CLAD

La norma ANSI/IEEE C37.20.2-1987 define a la celda metal-clad como aquella que cumple las siguientes características:

- 1) El circuito principal de seccionamiento y el interruptor es de tipo removible, provisto de un mecanismo que permite moverlo entre las posiciones de conectado o desconectado y provisto de rieles de auto alineamiento y auto acoplamiento.
- 2) Las partes de mayor tamaño del circuito primario, como los aparatos de interrupción, barras, transformadores de potencial y transformadores para control, son encerrados por láminas metálicas conectadas a tierra. Específicamente, una lámina se ubica en el frente de los aparatos de interrupción para asegurar que ninguna de las partes energizadas, estén expuestas cuando la puerta de la unidad esté abierta.
- 3) Todas las partes vivas están encerradas dentro de compartimientos metálicos conectados a tierra.
- 4) Persianas, (shutters), automáticas previenen la exposición del circuito primario, (Barras, transformadores de potencial, etc.), cuando el elemento removible está en la posición desconectada.
- 5) Las barras y las conexiones se encuentran cubiertas por material aislante. Esto constituye solo una pequeña porción del aislamiento efectivo de la barra.
- 6) Deben estar provistos de interbloques mecánicos que asegure una correcta secuencia de operación.
- 7) Medidores, relés, aparatos de control secundario y sus alambrados deben estar aislados de los elementos del circuito primario con barreras metálicas puestas a tierra.
- 8) La puerta que da acceso al interruptor en el interior del cubículo, puede servir como panel de instrumentos o relés, también puede dar acceso a un compartimiento secundario o de control en el interior de la unidad.

En ocasiones se puede hacer necesario el uso de estructuras auxiliares para montaje de equipos adicionales como por ejemplo transformadores de potencial, barras, etc.

Hay que tomar en cuenta que las celdas metal-clad siempre son metal-enclosed pero las celdas metal-enclosed no siempre son metal-clad.

2.2.3 ESTACIÓN TIPO ARMARIO DE CONMUTACIÓN, (STATION-TYPE CUBICLE SWITCHGEAR).

La norma ANSI/IEEE C37.20.2-1987 define a la estación tipo armario de conmutación como aquella que cumple las siguientes características:

- 1) El circuito principal de seccionamiento y el interruptor es de tipo fijo, compuesto de un compartimiento para el circuito principal y un compartimiento o mecanismo secundario, provisto de seccionadores de operación en grupo los cuales se encuentran enclavados con algunos equipos de interrupción y conmutación.
- 2) Cada fase, partes principales de los equipos de interrupción, barras y líneas a tierra de transformadores de potencial se encuentran totalmente confinados, (o separados), por barreras metálicas conectadas a tierra sin posibilidad de aberturas entre compartimientos. Incluye enclavamientos mecánicos en la puerta frontal del compartimiento de circuito principal o compartimiento de equipos de interrupción con el objetivo de impedir que partes del circuito principal estén expuestas mientras estos equipos se encuentren conectados.
- 3) Todas las partes vivas están encerradas dentro de compartimientos metálicos conectados a tierra.
- 4) Las barras principales y conectores se encuentran descubiertos o desnudos.
- 5) Deben estar provistos de interbloques mecánicos que asegure una correcta secuencia de operación.
- 6) Los dispositivos secundarios de control y sus cables están aislados por barreras de metal conectadas a tierra de todos los elementos del circuito primario, con la excepción de tramos cortos de cable para los terminales de transformadores de instrumento.

- 7) Las puertas secundarias o mecanismo del compartimiento de equipos de conmutación e interrupción proveen acceso al compartimiento secundario de control sin ningún riesgo de explosión de alguna parte del circuito principal.

Se puede requerir secciones verticales adicionales para montar equipos de transferencia para barra.

2.3 CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS BÁSICAS DE UNA CELDA METAL- CLAD

Una celda de tipo metal-clad básicamente se encontrará constituida por cuatro compartimientos bien definidos en donde se ubicarán los diferentes equipos que conformarán la subestación compacta, estos compartimientos son:

- 1) De maniobra.
- 2) Para barras.
- 3) Para cables y transformadores para instrumentos, (TP y TC).
- 4) De bajo voltaje.

Adicionalmente una celda metal-clad y metal-enclosed en general debe tener al menos dos componentes de protección para el personal:

- 1) Enclavamientos o interbloqueos.
- 2) Liberación de sobrepresión interna.

Las celdas a su vez pueden clasificarse según su uso:

- ✓ Celda de transformador.
- ✓ Celda de entrada o salida de cables.
- ✓ Celda para servicios de auxiliares.
- ✓ Celda de seccionador de barra.
- ✓ Celdas de salida de alimentadores.
- ✓ Celdas de medidas.

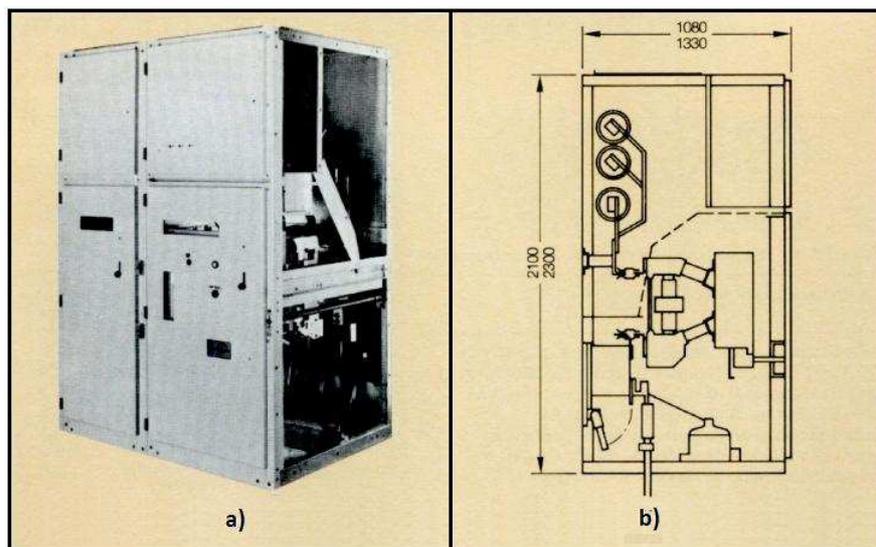


Figura 25. a) Cuadro de interrupción de potencia 8BJ20 de hasta 24 kV, barras colectoras simples. b) Constitución básica de un cuadro de interrupción de potencia 8BJ20 de barras colectoras simples.

2.3.1 COMPARTIMIENTO DE MANIOBRA

En éste compartimiento se aloja el equipo principal de interrupción y maniobra como es el interruptor automático, éste se caracteriza por ser de tipo extraíble, esta característica proporciona la ventaja de poder prescindir de seccionadores de barra y línea.

El interruptor extraíble tiene tres posiciones, enchufado o conectado, prueba o test y desenchufado o desconectado.

Este compartimiento cuenta con persianas o shutters los cuales cubren automáticamente los contactos del circuito al momento de quitar el interruptor con el fin de evitar el contacto con partes vivas de la celda.

2.3.2 COMPARTIMIENTO DE BARRAS

En este compartimiento se ubicarán las barras colectoras las cuales se encuentran montadas sobre aisladores adecuados para que puedan soportar los esfuerzos mecánico-eléctricos y térmicos durante un proceso de falla.

2.3.3 COMPARTIMIENTO DE CABLES Y TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

En este compartimiento se alojan algunos elementos como los transformadores de corriente, divisores capacitivos para detección de voltaje, seccionador de puesta a tierra de cable de entrada, soportes y bornes de acceso de cables y aisladores pasamuros de conexión de equipos a barras.

2.3.4 COMPARTIMIENTO DE BAJA TENSION

En el mismo se albergan los relés de protección, instrumentos de medida, cajas de pruebas de los relés, dispositivos de señalización de presencia de voltaje a partir de divisores capacitivos, borneras de señalización, alarmas, accionamiento, y demás equipos auxiliares.

–La señalización:

- ✓ Estado (abierto -cerrado) de los equipos (interruptor, seccionadores).
- ✓ Alarmas.
- ✓ Indicación de presencia o ausencia de voltaje para las 3 fases, mediante divisores capacitivos y un indicador luminoso (neón).

2.3.5 ENCLAVAMIENTOS O INTERBLOQUEOS

Las celdas metal-clad deben estar provistos de sistemas de enclavamiento o interbloqueo mecánico y eléctrico, los cuales deben impedir que partes vivas queden expuestas al momento de ser extraído el elemento removible, (interruptor), y para proteger tanto al equipo como al personal de maniobras indebidas.

2.3.6 LIBERACION DE SOBREPRESION INTERNA

Las celdas metal-clad deben estar provistos de un sistema de liberación de sobrepresión interna de protección contra arcos internos de manera frontal y lateral, dicho sistema se compone de solapas o “Flaps” los cuales se abren para liberar gases y ondas de presión generada por una eventual falla evitando así que los elementos de la celda salgan disparados debido a una explosión al interior.

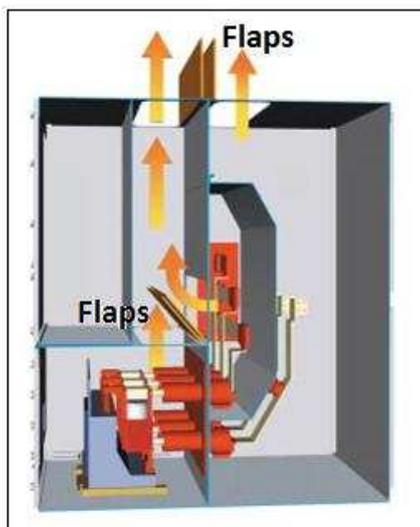


Figura 26. Apertura de Flaps para liberación de presión durante fenómeno de arco interno.¹⁵

En el diseño de las celdas evita el escape de gases a la zona frontal del tablero o lugares de tránsito de personal.

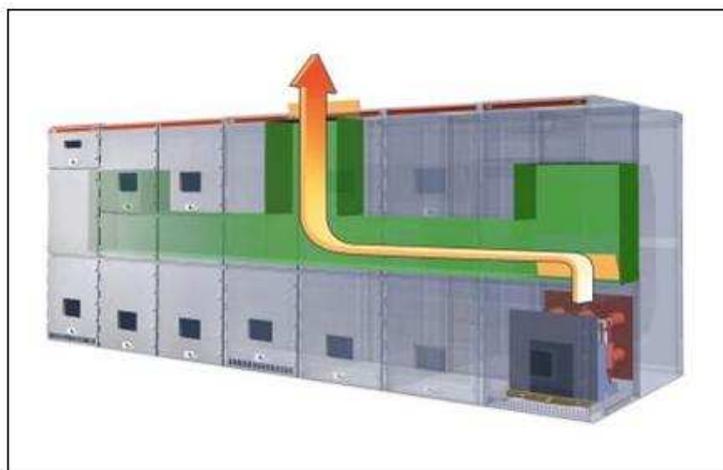


Figura 27. Sistema de ventilación para escape de gases. [8]

2.3.7 TIPO DE INSTALACION DE EQUIPO METAL-CLAD

El equipamiento metal-clad se construirá para dos tipos de instalación: Instalación de tipo interior e instalación de tipo exterior o intemperie.

¹⁵ Figura extraída de catálogo ABB; PowerIT MV Air Insulated Switchgear; Technical Information and Application Guide Featuring Advance™ and SafeGear™ Technology.pdf

2.3.7.1 Celdas metal-clad tipo interior.

Este tipo de celdas se instalan dentro de edificaciones especialmente diseñadas, debido a su uso interior no está construida para soportar condiciones ambientales adversas como son lluvia, nieve, polvo, contaminación, etc.

La norma ANSI/IEEE C37.20.2-1987 recomienda que toda instalación metal-clad interior debe estar correctamente confinada o encerrada y provista de ductos de ventilación los cuales impiden el ingreso de elementos extraños al interruptor, además debe estar equipada con paneles frontales con bisagras para apertura manual y paneles traseros debidamente atornillados.



Figura 28. Celdas metal-clad tipo interior.

2.3.7.2 Celdas metal-clad tipo exterior.

Una celda metal-clad de tipo exterior está formada por una celda de tipo interior protegida con una estructura metálica diseñada para soportar el ambiente externo, especialmente lluvia.

La norma NEMA SG5-1975, recomienda que el equipo metal-clad para uso exterior debe estar construido con un cerramiento a prueba de agua y debidamente ventilado.

Además debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- a) Debe estar provista de puertas de acceso a prueba de agua equipadas con mecanismos de bloqueo.

- b) Debe tener aberturas para ventilación.
- c) Debe tener alumbrado interior y tomas de corriente con elementos de protección.

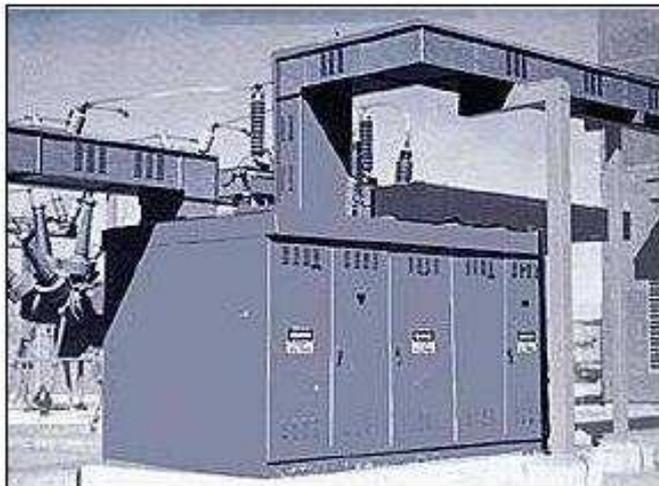


Figura 29. Celda metal-clad tipo exterior.

Las aperturas de ventilación para equipo metal-clad de tipo exterior debe tener la característica de proporcionar la ventilación adecuada sin permitir el ingreso de agentes extraños o suciedad a la celda.

Un elemento muy importante tanto para celdas de tipo exterior como de tipo interior son los calefactores, los cuales se utilizan para minimizar la condensación en los compartimientos.

Una celda exterior puede ser de tipo simple, (Figura 29), o con pasillo protegido, (Figura 30), la cual es una variante de la celda simple con la diferencia de que la estructura externa que protege la celda metal-clad tiene mayor longitud con el fin de proveer un pasillo que puede ser utilizado para mantenimiento y operación de los elementos de la celda especialmente la parte removible.



Figura 30. a) Vista exterior celda metal-clad de tipo exterior con pasillo. b) Vista interior celda metal-clad de tipo exterior con pasillo.

En una celda metal-clad de tipo exterior la entrada de cables puede ser aérea mediante bushing o de manera subterránea al igual que una celda de tipo interior.

2.3.7.3 Tipos de ubicación en celdas metal-clad

Existen básicamente dos tipos de ubicaciones para celdas metal-clad las cuales son:

- 1) Una sola fila de celdas.- Independientemente de que las celdas sean de tipo interior o exterior la celdas se ubican en una sola línea una después de otra, (figura 29 y 30).
- 2) Dos filas de celdas.-Independientemente si son celdas de tipo interior o exterior se ubican dos filas de celdas las cuales a su vez pueden ser ubicadas de dos formas, frente a frente o espalda a espalda mejor conocida como configuración "back to back".

Este tipo de ubicación de doble fila se utiliza para configuraciones de barra doble o si el espacio para el número de celdas necesario es menor al requerido.

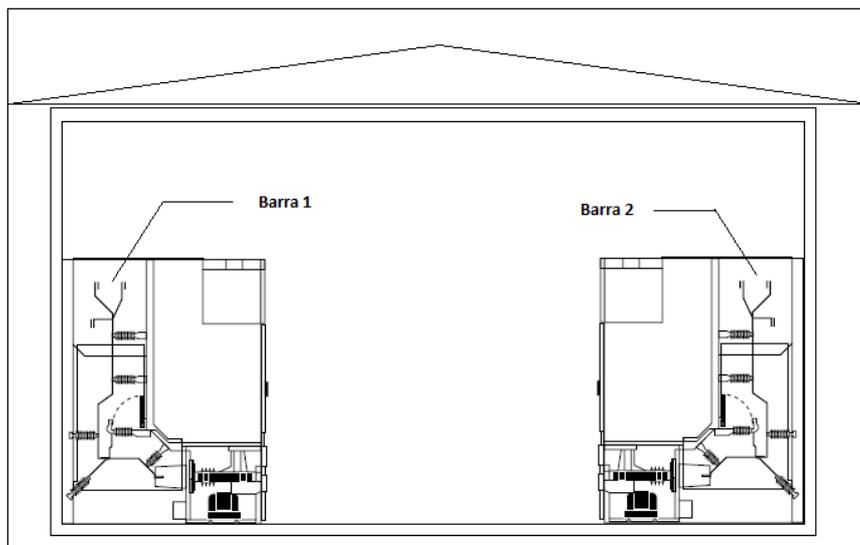


Figura 31. Configuración "frente a frente".

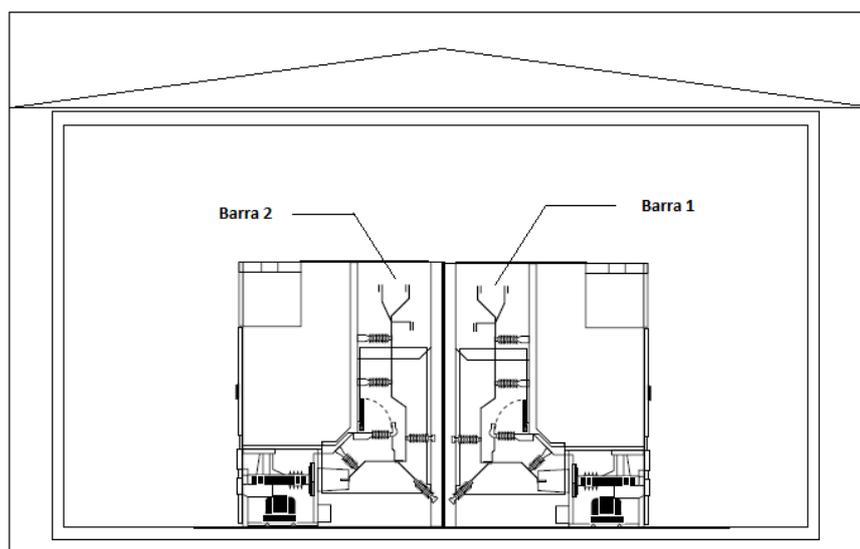


Figura 32. Configuración "back to back".

2.3.8 CONDICIONES DE SERVICIO

El equipo blindado metal-clad al igual que otros equipos necesita condiciones ambientales adecuadas para un correcto funcionamiento.

Básicamente existen tres aspectos a considerar al momento de la instalación de una equipo blindado metal-clad.

- 1) Temperatura del ambiente a la que va a operar el equipo.

- 2) Altitud a la cual se va instalar el equipo.
- 3) Condiciones a la que va estar expuesto el equipo.

2.3.8.1 Temperatura del ambiente a la que va a operar el equipo.

Según la norma IEC 60694 para equipo interior se tiene los siguientes valores de temperatura:

- Inferior o igual a 40 °C.
- Inferior o igual a 35 °C como media en 24 h.
- Superior o igual a –5 °C.

Para equipo exterior se tiene:

- Inferior o igual a 40 °C.
- Inferior o igual a 35 °C como media en 24 h.
- Superior o igual a –10 °C.
- La radiación solar a un nivel de 1000 W/m^2 , (en un día despejado al mediodía), se debe considerar.

2.3.8.2 Altitud a la cual se va instalar el equipo.

Según la norma IEC 60694 para equipo interior y exterior se tiene los siguientes valores de altitud:

- Inferior o igual a 1.000 m.
- Por encima de 1.000 m se aplicará un factor de corrección, (Anexo 3).

2.3.8.3 Condiciones a la que va estar expuesto el equipo.

Según la norma IEC 60694 para equipo interior se tiene las siguientes recomendaciones:

- Entorno:

Sin polvo, humos, gases, vapores corrosivos o inflamables ni sal, (aire industrial

limpio).

- Humedad:
 - Valor medio de la humedad relativa, en 24 h, inferior o igual al 95%.
 - Valor medio de la humedad relativa, en 1 mes, inferior o igual al 90%.
 - Valor medio de la presión de vapor, en 24 h y 2,2 kPa.
 - Valor medio de la presión de vapor, en 1 mes y 1,8 kPa

Para equipo exterior se tiene:

- Entorno:
 - El ambiente puede ser contaminado por el polvo, humo, gases corrosivos, y vapores siempre y cuando la contaminación no supere el nivel de contaminación II - Medio de acuerdo con la Tabla 1 de la norma IEC 60815.

Tabla 15. Tabla 1 Norma IEC60810 grado de contaminación.

Grado de Contaminación.	Ejemplos de ambientes típicos.
II-medio	<ul style="list-style-type: none"> • Las áreas con industrias que no producen humo especialmente contaminante.
	<ul style="list-style-type: none"> • Las áreas con alta densidad de viviendas y / o industrias, pero sometidas a vientos frecuentes y/o lluvia.
	<ul style="list-style-type: none"> • Zonas expuestas al viento y el mar, pero no demasiado cerca de la costa, (al menos varios kilómetros de distancia).

- La capa de hielo no debe ser mayor de 1 mm para la clase 1, 10 mm para la clase 10 y 20 mm de la clase 20.
- La velocidad del viento no debe ser superior a 34 m / s (que corresponde a 700 Pa en superficies cilíndricas).

- Se debe tener en cuenta la presencia de condensación o precipitación.
- Las vibraciones debidas a causas externas o sismos de tierra deben ser insignificante.

Cuando la instalación se hace en un lugar donde la temperatura ambiente puede estar considerablemente fuera de los valores normales de servicio, los valores mínimos y máximos de temperatura que se especifiquen deben ser:

-50 ° C y +40 ° C para climas muy fríos;

-5 ° C y +50 ° C para climas muy cálidos.

En algunas regiones, con la frecuente ocurrencia de los vientos cálidos húmedos, los cambios bruscos de la temperatura pueden dar como resultado la condensación incluso en interiores.

En las condiciones tropicales de interior, el valor promedio de humedad relativa medida durante un período de 24 h puede ser del 98%.

2.3.9 MATERIALES AISLANTES PARA EQUIPO METAL-CLAD [11]

Existen básicamente tres materiales aislantes que se utilizarán en los diferentes componentes de las celdas metal-clad especialmente aisladores, barras y shutters. Estos son el polyester, resina epoxi y material cerámico.

Tabla 16. Características físicas y eléctricas del polyester.

Polyester			
Características	Preformado	Premezclado	Laminado
-Resistencia a la flexión, psi.	18-20000	14-15000	18-20000
-Resistencia a la voltaje, psi.	15000	6-7000	15000
-Resistencia a la compresión, psi.	20000	23-27000	30000
-Impacto Izod de muesca, ft.lbs/in.	8-12	3-6	8-12
-Retardo a la flama.	Yes	Yes	Yes
-Resistencia dieléctrica. (Tiempo corto) vpm			

1/8"tk.,25°C	350-375	350-375	350-375
-Constante dieléctrica.	4-6	4-7	4-6
-Factor de potencia%, 60Hz, 25°C.	0.5-3	0.5-3	0.5-3
- Factor de potencia%, 60Hz, 105°C.	3-7	2-7	3-7
-Resistencia a la tracción, hrs	200	200	200

Tabla 17. Características físicas y eléctricas de la resina epoxi.

Resina Epoxi			
Características	Fundición	Laminado	Premezclado (Vidrio)
-Resistencia a la flexión, psi.	17000	40-50000	24000
-Resistencia a la voltaje, psi.	8000	35-40000	20000
-Resistencia a la compresión, psi.	22000	60000	32000
-Impacto Izod de muesca, ft.lbs/in.	0.3-0.5	8-30	8-15
-Resistencia dieléctrica. (Tiempo corto) vpm 1/8"tk.,25°C	450	500	350
-Constante dieléctrica.	4	4	4
-Factor de potencia%, 60Hz, 25°C.	1	1.5	1.5
- Factor de potencia%, 60Hz, 105°C.	4	6	6

Tabla 18. Características físicas y eléctricas del material cerámico.

Material Cerámico		
Características	Cordierita	Porcelana
-Resistencia a la flexión, psi.	8-10000	10500
-Resistencia a la voltaje, psi.	4000	6000

-Impacto, ft.lbs/sq.in.	1	1.5
-Peso específico, gms/cc.	2.31	2.50
-Absorción de humedad %.	1.2	0
-Expansión térmica in/in/°F. 77-1290°F	2.8×10^{-6}	5.2×10^{-6}
-Ciclos de cloque térmico 32-2300°F.	100	1
- Resistencia dieléctrica, vpm ,25°C.	100	300
.-Constante dieléctrica.	5	6.1

De acuerdo al valor de voltaje máximo la norma ANSI/IEEE C37.20.2 presenta los siguientes niveles de aislamiento:

Tabla 19. Nivel de aislamiento para celdas metal-clad.

Valor de voltaje máximo (kV rms)	Nivel de aislamiento	
	Valor de resistencia al voltaje de frecuencia Industrial (kV rms)	Valor de resistencia al voltaje de impulso tipo rayo (kV pico)
4.76	19	60
8.25	36	95
15	36	95
27	60	125
38	80	150

2.4 PRINCIPALES ELEMENTOS QUE CONFORMAN EL EQUIPO METAL-CLAD.

Una celda metal-clad al igual que una subestación convencional en aire estará conformada por equipos de seccionamiento o maniobra y elementos de control y protección, los cuales se encontrarán ubicados en los diferentes compartimientos de la celda metal-clad.

Los elementos que conforman una celda metal-clad varían poco de fabricante a fabricante, pero en general tendrán los siguientes elementos:

- Interruptor automático o disyuntor, (Elemento removible).
- Barras colectoras.
- Transformadores de instrumento.
- Barra de puesta a tierra.
- Fuentes de energía para operación del equipo metal-clad.
- Otros elementos.

2.4.1 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO O DISYUNTOR, (ELEMENTO REMOVIBLE).

Dentro del equipo metal-clad el interruptor automático constituye el equipo más importante y por ende será el que generalmente determina los parámetros eléctricos de la celda. Una característica distintiva para los interruptores automáticos para celdas metal-clad es la capacidad de ser removido, esta característica permite prescindir de seccionadores de puesta a tierra para barra al que brindar una desconexión visible en el sistema. Esta capacidad de poder ser removido permite un fácil mantenimiento o el cambio total del equipo en caso de daño de éste.

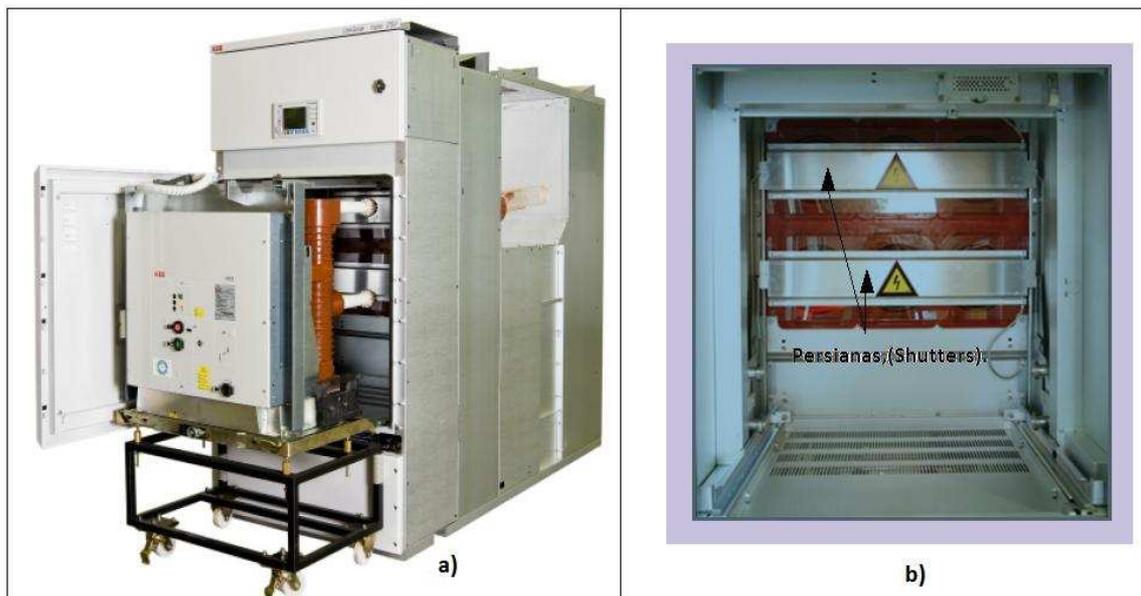


Figura 33. a) Interruptor automático b) Compartimiento del interruptor automático provisto de persianas e interbloques.

El compartimiento para el interruptor está provisto de mecanismo que permite la fácil remoción del interruptor así como rieles de alineamiento para el ingreso y conexión del interruptor, esta operación de conexión y desconexión mediante la remoción del equipo viene conjuntamente vinculado con un sistema de interbloques o enclavamientos mecánicos que impiden maniobras indebidas y accionan las persianas, (shutters), para tapar automáticamente los contactos al momento extraer el interruptor impidiendo de ésta manera cualquier contacto peligroso con partes vivas de la celda.

2.4.1.1 Tipos interruptores automáticos para equipo metal clad

Para el equipo metal-clad los interruptores automáticos pueden ser de sople magnético, vacío o SF6 siendo en la actualidad los dos últimos los más utilizados.

Los interruptores automáticos en vacío están limitados en su capacidad interruptiva a sistemas aproximadamente de 30kV por lo que son utilizados en su mayor proporción en sistemas de distribución especialmente sistemas metal-enclosed y metal-clad.



Figura 34. Interruptor automático extraíble en vacío para celdas metal-clad.

Los interruptores automáticos en vacío son muy compactos, silenciosos, de mantenimiento nulo y su capacidad de interrupción es mucho mayor comparado con sistemas similares que utilizan otro tipo de medio para la extinción de arco eléctrico.

Otra de las opciones debido a las ventajas constructivas y de operación que tienen los interruptores automáticos en SF6 son junto con los interruptores en vacío, los de mayor utilización en equipamiento metal-enclosed y metal-clad.



Figura 35. Interruptor automático extraíble en SF6 para celda metal-clad.

2.4.2 BARRAS COLECTORAS

Para instalaciones de tipo encerrado en cubículos metálicos, (Metal-enclosed, metal-clad y station-type cubicle), la norma IEEE C37.23-2003 presenta tres tipos de ensamble para barras:

- 1) Barra de fase no segregada, (Nonsegregated-phase bus).- Se caracteriza porque todas las barras se encuentran dentro de un mismo compartimiento sin barreras entre cada barra de fase.
- 2) Barra de fase segregada, (Segregated-phase bus).- Se caracteriza porque todas las barras se encuentran dentro de un mismo compartimiento con barreras entre cada barra de fase.
- 3) Barra de fase aislada, (Isolated-phase bus).- Se caracteriza porque cada barras se encuentran dentro de un compartimiento propio aislado y separado de los otros compartimientos de barra.

Para mejor comprensión la norma nos presenta la siguiente figura:

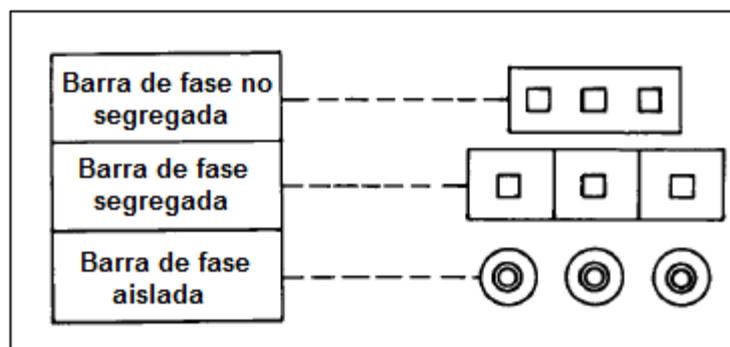


Figura 36. Tipos de ensamblaje de barras para equipo metal-clad.

Las barras colectoras en el equipo metal-clad atraviesan de forma horizontal los cubículos, y se encuentran ubicadas dependiendo del fabricante en la parte superior o inferior de la celda.



Figura 37. Embarrado de equipo metal-clad.

Las barras se fijan a la estructura o el compartimiento mediante aisladores para barra colectoras los cuales pueden ser de tres tipos [3]:

- 1) Aisladores rígidos.- Este tipo de aisladores se utilizan para soportar barras de tipo rígido.
- 2) Aisladores tipo cadena de aisladores.- Este tipo de arreglo se utiliza para barras tipo cables.
- 3) Aisladores especiales.- Este tipo de aisladores se utilizan para requerimientos especiales de construcción o con características especiales como asilamiento adicional para ambientes contaminados.

En el equipo metal-clad los más utilizados son los aisladores tipo rígido y de tipo especial.

2.4.2.1 Tipos de secciones para barras colectoras en equipo metal-clad

Los principales tipos de secciones para barras en equipamiento metal-clad son:

2.4.2.1.1 Barras de sección rectangular

Las barras de sección rectangular se caracterizan por su fácil instalación, además de poseer gran capacidad de disipar calor ya que presenta una gran superficie de radiación en relación a su sección.

Este tipo de barra puede soportar grandes corrientes, (Anexo 12), su montaje se puede hacer una por cada fase o varias colocadas en paralelo para formar una fase.



Figura 38. Barra colectora de sección rectangular de celdas ABB.

Debido a sus ángulos agudos por su forma rectangular favorece al efecto corona, por lo que se debe tener la precaución en las distancias entre fases y en el espacio requerido para una correcta disipación de calor. Este tipo de barras se utilizan en sistemas con tensiones bajas y medias hasta 35kV.

2.4.2.1.2 Barras de sección tubular

Este tipo de sección para barra colectora se caracteriza porque tiene mejor distribución de corriente, (Anexo 12), que otro tipo de barra de la misma sección y el efecto corona es mucho menor que en las barras de sección rectangular. En

las barras de sección tubular algunas ventajas son que su ventilación es buena y su resistencia mecánica es alta por lo que necesitan menos puntos de apoyo.



Figura 39. Barras colectoras de sección tubular.

2.4.2.1.3 Barras de sección "U" o con perfiles "U"

Las barras colectoras con sección en "U" tienen una ventaja en cuanto a la superficie de disipación de calor lo que representa una mayor intensidad, (Anexo 12), a determinadas temperaturas siempre y cuando exista buena ventilación en su interior. Las barras de esta clase pueden ser dispuestas frente a frente, ([]), con lo que se logra un aumento en la capacidad de intensidad que puede transportar y además se les proporciona espacios libres entre las barras para ventilación y por ende mayor disipación de calor.

2.4.3 TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS

En el equipo metal-clad los transformadores para instrumentos se encuentran generalmente ubicados en el compartimiento de entrada de cables.

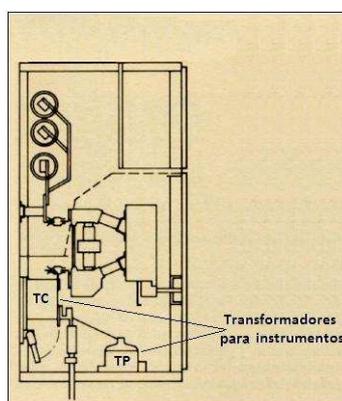


Figura 40. Transformadores de instrumento.

La norma ANSI/IEEE C37.20.2 especifica la siguiente tabla para las características de burden, relaciones de transformación y precisión para transformadores de corriente para equipo metal-clad.

Tabla 20. Burden estándar para transformadores de corriente en equipo Metal-clad según norma ANSI/IEEE C37.20.2.

Relación	B0.1	B0.2	B0.5	B0.9	B1.8	Clase de precisión
50:5	1.2	2.4	—	—	—	C or T10
75:5	1.2	2.4	—	—	—	C or T10
100:5	1.2	2.4	—	—	—	C or T10
150:5	0.6	1.2	2.4	—	—	C or T20
200:5	0.6	1.2	2.4	—	—	C or T20
300:5	0.6	1.2	2.4	2.4	—	C or T20
400:5	0.3	0.6	1.2	1.2	2.4	C or T50
600:5	0.3	0.3	0.3	1.2	2.4	C or T50
800:5	0.3	0.3	0.3	0.6	1.2	C or T50
1200:5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	C100
1500:5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	C100
2000:5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	C100
3000:5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	C100
4000:5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	C100

Lo referente a transformadores de potencial se utiliza lo revisado en el capítulo anterior.

2.4.4 BARRA DE PUESTA A TIERRA

El equipo metal-clad se encuentra provisto por una barra de puesta a tierra fijada individualmente en cada cubículo la cual se encuentra ubicada en la parte inferior de éste. Esta barra se interconecta con las barras de puesta a tierra de otros cubículos formando una sola barra de puesta a tierra que atraviesa toda la instalación.

La barra de puesta a tierra tiene la finalidad el conectar todas las partes del cubículo que normalmente no se encuentran energizadas como la estructura metálica, divisiones metálicas etc., al sistema de tierra, para asegurar que en caso

de falla de aislamiento esta energía se derive a tierra brindando así protección al contacto.

Esta barra de puesta a tierra se conecta directamente a la malla de puesta a tierra del sistema por lo que la barra de puesta a tierra de los cubículos pasará a formar parte de la malla de puesta a tierra del sistema.

2.4.5 FUENTES DE ENERGÍA PARA OPERACIÓN DEL EQUIPO METAL-CLAD.

Es de gran importancia durante la operación del equipo metal-clad que todos los dispositivos que forman parte de este tengan una alimentación eléctrica adecuada y confiable que garantice una actuación inmediata al momento de ser requerido.

Principalmente existen dos usos para las fuentes de energía en el equipo metal-clad y es el cierre y disparo del interruptor automático, ya que éste constituye el equipo principal y por consiguiente su operación es vital.

2.4.5.1 Cierre del interruptor

Para el cierre del interruptor automático existen 4 formas de alimentación:

- 1) Mediante banco de baterías.
- 2) Mediante un transformador de servicios auxiliares.
- 3) Mediante energía de uso general.
- 4) Mediante operación manual.

Es importante tener en consideración que la operación del interruptor automático debe ser totalmente independiente de las condiciones de alimentación del sistema eléctrico de la estación, es decir que es preferible que la fuente de energía para alimentar al interruptor automático sea independiente.

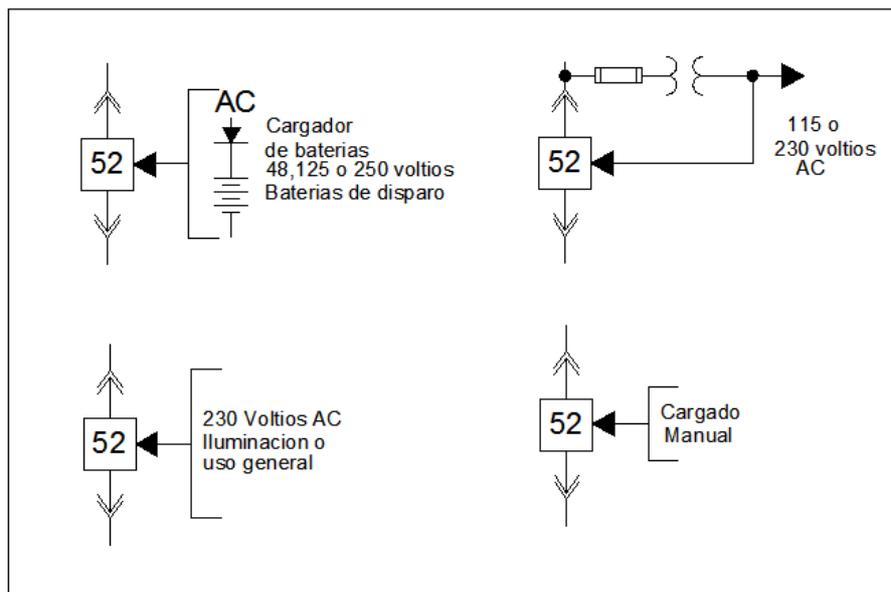


Figura 41. Diagramas de fuentes de energía para cierre y disparo de interruptor automático.

La elección del tipo de fuente de energía para la operación de cierre del interruptor automático, en AC mediante un transformador asociado a la instalación o en DC mediante baterías dependerá de la cantidad y costo de los equipos en DC o AC.

Otros factores que influyen en la elección del tipo de fuente son:

- La necesidad de cierre del interruptor con sistema desenergizado.
- Disponibilidad de instalaciones provistas de un lugar para ubicación de bancos de baterías y cargador de baterías.
- Condiciones ambientales especialmente variaciones de temperatura en caso de utilizar banco de baterías.
- La probabilidad de una expansión a futuro de los equipos, que sugieran un cambio de un sistema DC a AC.

La fuente de energía alimentará dos tipos de mecanismo para el cierre de interruptor:

- 1) Mecanismo operado mediante un solenoide.
- 2) Mecanismo operado mediante energía almacenada para cargado del resorte de cierre del interruptor.

2.4.5.2 Disparo de interruptor

El principal objetivo del interruptor automático es el de protección frente a cualquier falla que se presente en el sistema por lo que la operación de disparo se hace fundamental dentro del sistema.

El sistema más elaborado de protección es inservible si el sistema de disparo del interruptor no se encuentra funcional durante una falla, es por esto que la fuente de alimentación para el sistema de disparo debe ser confiable.

Existen tres fuentes de alimentación de energía para el sistema de disparo del interruptor automático:

- **Disparo por baterías, (Disparo CD).**- Este tipo de fuente es considerada una de las mejores para el disparo de relés de disparo ya que el banco de baterías no se ve afectado por variaciones de corriente y voltaje durante la presencia de una falla en el sistema.

Cuando el voltaje del banco de baterías es 125 o 220 voltios es posible utilizar esta fuente de energía tanto para el cierre del interruptor como para el disparo. Es posible cuando el sistema de alimentación para el cierre del interruptor es en AC que se alterne con baterías de 24 o 48 voltios¹⁶ para el sistema de disparo del interruptor.

Hay que tomar en cuenta que el uso de bancos de baterías requiere un adecuado plan de mantenimiento y un lugar ventilado para impedir la acumulación de mezclas explosivas.

- **Disparo por transformadores de corriente, (Disparo AC).**- Este tipo de fuente de energía solo se puede utilizar siempre y cuando el transformador de corriente prevea un valor de corriente adecuada para el disparo del interruptor. Hay que tomar en cuenta que el uso de relés para el disparo suman carga al secundario del transformador por lo que no se puede utilizar para medición.

¹⁶ Valores extraídos de catálogo I.T.E Imperial Corporation; Type stored-energy metal-clad switchgear.

El uso de transformadores de corriente constituye una fuente de energía segura ya que ésta energía es obtenida directamente del circuito fallado, por lo tanto el disparo solo se realiza para protección de sobrecorriente.

- **Disparo por capacitor, (Disparo AC).**- Como su nombre lo indica en este sistema de disparo se utilizan capacitores los cuales son cargados por voltaje obtenido de un transformador de servicios auxiliares. Cuando se utiliza este sistema como fuente cada interruptor poseerá su sistema de capacitores.

Hay que anotar que cada método tiene ventajas y desventajas y es confiable siempre y cuando sea aplicado correctamente tomando en cuenta la aplicación.

2.4.6 OTROS ELEMENTOS

2.4.6.1 Aparatos de control, medición y protección

Al igual que una subestación convencional el equipo meta-clad esta provistos de dispositivos de protección, medición y protección tales como relés de distancia, diferencial, sobrecorriente y otros, de la misma manera equipos de medida como amperímetros, voltímetros, watímetros etc. El avance en la tecnología ha permitido que un solo equipo cuente que varias o todas estas características con lo que el ahorro en espacio es significativo.

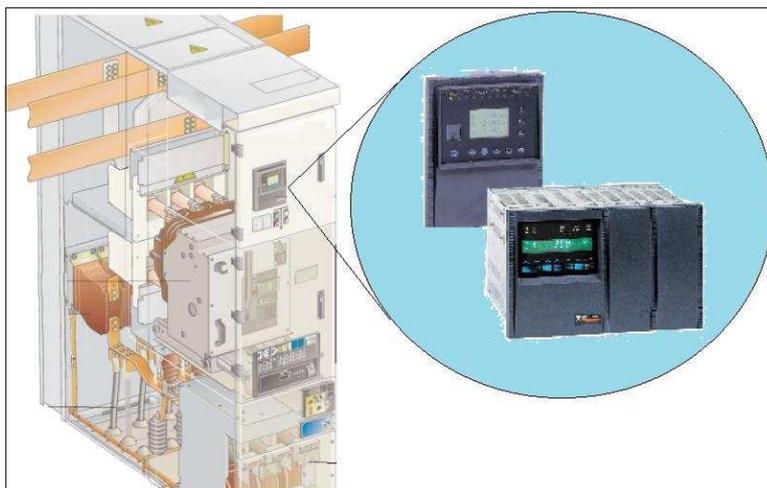


Figura 42. Dispositivo de protección, control y medida en celda metal-clad, (Catalogo Merlin-Gerín).

Otro equipo que se incorpora al equipamiento meta-clad es el transformador para servicios auxiliares el cual se utiliza como fuente de energía para los dispositivos de control, protección, medida, operación de cierre y disparo de interruptor, adicionalmente también se lo utiliza para alimentar ciertos servicios de la instalación. Dependiendo de la capacidad del transformador este puede ser ubicado en un compartimiento auxiliar en el cubículo metal-clad o puede requerir un cubículo adicional propio.

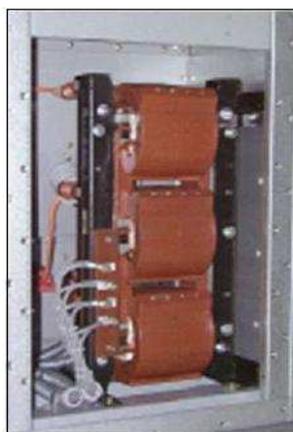


Figura 43. Transformador de servicios para celdas metal-clad.

2.4.6.2 Equipos de puesta a tierra

En los equipos metal-clad existen dos formas de poner a tierra al sistema:

Mediante seccionador de puesta a tierra.- Este seccionador se ubica en el compartimiento de entrada de cables y su operación se encuentra restringida mediante interbloques con el interruptor automático es decir que éste sólo se puede accionar siempre y cuando el interruptor se encuentre en estado abierto.

Este tipo de seccionador se utiliza cuando se requiere poner a tierra las líneas de entrada a las celdas.

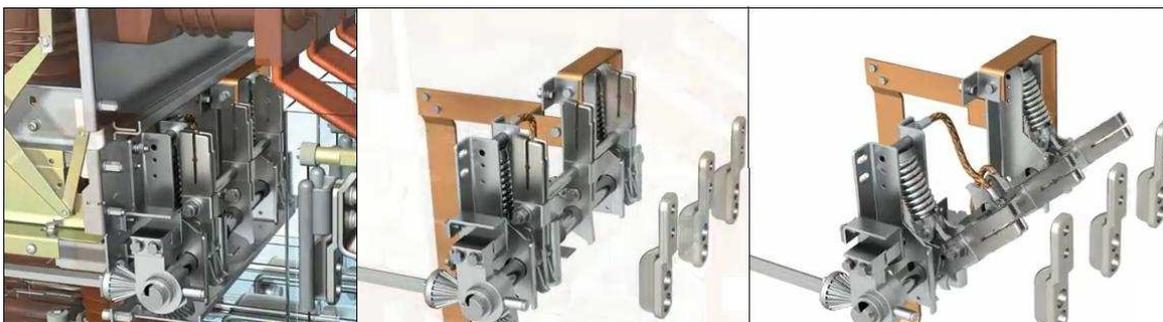




Figura 44. Secuencia de cerrado de seccionador de puesta a tierra¹⁷.

Mediante equipo especial.- Este equipo es similar al interruptor automático y su conexión se realiza de la misma manera ya que tiene la capacidad de ser extraído y conectado mediante un sistema de carro.

Este tipo de equipo se utiliza cuando se requiere que el sistema de barra sea conectado a tierra.

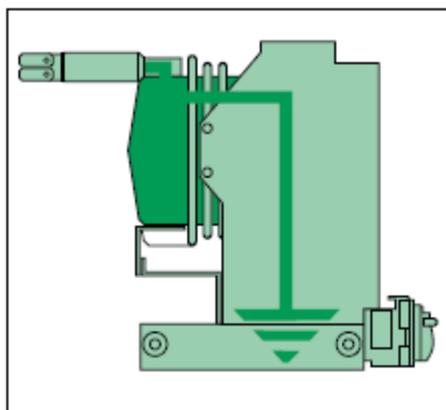


Figura 45. Equipo especial de puesta a tierra.

2.4.6.3 Apartarrayos

El equipamiento metal-clad presenta la posibilidad de la instalación de apartarrayos los cuales pueden ser ubicados en el compartimiento de entrada de cables u otro compartimiento interior el cual dependerá del fabricante.

¹⁷ Secuencia extraída de video de cabinas EATON MEDIUM VOLTAGE SWITCHGEAR-Power Xpert UX



Figura 46. Apartarrayos en equipo metal-clad.

Para el equipo metal-clad se utilizan pararrayos de tipo estación, intermedia y de clase para distribución y su instalación dependerá del estudio de apantallamiento y coordinación de protecciones.

2.4.6.4 Servicios Auxiliares

Como ya se mencionó en párrafos anteriores los sistemas de energía para servicios auxiliares se utilizan para distribuir la energía necesaria para el funcionamiento de los equipos y sistemas de la subestación los cuales pueden ser en AC o DC.

Entre los principales equipos de la subestación se tiene:

- Motores de comando de interruptores, motores de ventilación, motores de bombas y compresores, resistencias de calentamiento.
- Mecanismos de cierre y disparo de interruptor.
- Alimentación eléctrica de instalaciones y equipos anexos a la subestación como talleres, equipos de tratamiento de aceite, iluminación etc.

2.4.6.4.1 Servicios auxiliares en AC

Generalmente alimentados por terciario de transformador, transformador de servicios auxiliares o mediante la red de distribución. Este tipo de alimentación se usa especialmente para iluminación, motores y calefactores entre otros.

Tabla 21. Valores de voltaje A.C según norma IEC 60694.

Trifásico, sistema de tres o cuatro hilos V	Monofásico, sistema tres hilos V	Monofásico, sistema dos hilos V
–	120/240	120
120/208 (220/380)	–	120 (220)
230/400* (240/415)	–	230* (240)
277/480	–	277
347/600	–	347

NOTA 1 Los valores más bajos en la primera columna de ésta tabla son voltajes respecto al neutro y los valores más altos son voltajes entre fases. El valor mas bajo en la segunda columna es el voltaje a neutro y el valor más alto es el voltaje entre líneas.

NOTA 2 El valor 230/400V que se indica en ésta tabla debe ser, en un futuro, el unico voltage estándar IEC y su adopción see recomienda para los nuevos sistemas. Las variaciones de voltaje de los sistemas existentes a 220/380V y 240/415V debe de ser impuesto dentro del rango 230/400 ± 10%. La reducción de este intervalo se concidera en una fase posterior de ésta normalización.

2.4.6.4.2 Servicios auxiliares en DC

Este tipo de alimentación se caracteriza porque debe estar siempre disponible, aun cuando exista alguna anomalía, (falla), grave en la red de voltaje de alimentación a la subestación.

Los servicios auxiliares en DC se obtienen de bancos de baterías o a través de rectificadores AC/DC. La norma IEC 60694 especifica valores de voltaje de 24, 48, 60, 110 o 125 y 220 o 250V para sistemas DC.

Este tipo de de alimentación se utiliza especialmente para alimentar dispositivos electrónicos como relés, PLC's e iluminación de tableros.

2.4.6.5 Cables para Celdas metal-clad

La norma ANSI/IEEE C37.20.2 recomienda utilizar tipo cable para 600V y 90°C, con aislamiento con retardante de flama, con denominación según NEC o equivalente a éste, como por ejemplo XHHW, RFFH-2, que cumplan con especificaciones NEMA.

CAPITULO 3

DIMENSIONAMIENTO Y CÁLCULO DE PARÁMETROS TÉCNICOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES CON EQUIPO BLINDADO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

El presente capítulo describirá el procedimiento necesario para el dimensionamiento y selección de equipamiento para celdas de tipo blindado metal-clad.

3.1 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITOS

Los estudios de flujo de potencia son de gran importancia en el análisis de un sistema eléctrico ya que nos brindan información que nos permite conocer el comportamiento de éste, así como una perspectiva para el diseño y planeamiento futuro.

La principal información que se obtiene de los flujos de potencia es el voltaje, (magnitud y ángulo de fase), en cada barra y la potencia real y reactiva que fluye por cada línea, así como la cargabilidad de los elementos de ésta.

De igual manera el estudio de cortocircuito es de gran importancia para el dimensionamiento de dispositivos y equipos para protección eléctrica.

3.1.1 PROCEDIMIENTO DE SOLUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA POR EL MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON¹⁸.

El método de newton-Raphson es un método de solución para ecuaciones algebraicas no lineales basado en la expansión en series de Taylor de una función, (f), de dos o más variables.

La solución del método es obtenida interactivamente bajo el criterio del cálculo del valor de error, (ϵ), el cual se suma al resultado hasta cumplir con $|f| \leq \epsilon$.

¹⁸ Procedimiento extraído de, CORIA CISNEROS, Lino, Análisis de Flujos de carga.pdf

Recordemos cómo queda de forma general completa y compacta el sistema de ecuaciones en forma matricial.

a) Forma completa.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^k \\ \Delta x_2^k \\ \dots \\ \Delta x_n^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_1 - f_1(x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)}) \\ y_2 - f_2(x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)}) \\ \dots \\ y_n - f_n(x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)}) \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

b) Forma compacta

$$[J]C = D \quad (3.2)$$

Donde J es la matriz Jacobiana o el Jacobiano, D representa el vector desajuste y C representa el vector de correcciones que se debe agregar a las incógnitas de la k-ésima interacción para mejorar el valor anterior.

Para referir el método de Newton-Raphson al problema de flujos de potencia hay que recordar que este consiste en el cálculo de los voltajes en las barras del sistema y en su expresión más simple en la inyección de potencias las cuales constituyen las variables del problema.

En otras palabras, los elementos del vector desajuste serán igual a:

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= P_i(\text{especificada}) - P_i(\text{calculada}) = 0 \\ \Delta Q_i &= Q_i(\text{especificada}) - Q_i(\text{calculada}) = 0 \end{aligned} \quad (3.3)$$

En donde P_i y Q_i calculada corresponden a las ecuaciones generales de flujos de potencia para la potencia activa y reactiva, con lo que los elementos del vector desajuste será igual a:

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= P_i(\text{especificada}) - \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \\ \Delta Q_i &= Q_i(\text{especificada}) - \left[- \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \sin(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \right] \end{aligned} \quad (3.4)$$

Para definir los elementos del Jacobiano, definimos las variables matriciales del modelo como se indica.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \dots \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [J_1] & \dots & [J_2] \\ \dots & \dots & \dots \\ [J_3] & \dots & [J_4] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \dots \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Donde cada elemento del Jacobiano corresponde a:

$$[J_1] = \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right] \quad (3.6)$$

$$[J_2] = \left[\frac{\partial P}{\partial |V|} \right] \quad (3.7)$$

$$[J_3] = \left[\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right] \quad (3.8)$$

$$[J_4] = \left[\frac{\partial Q}{\partial |V|} \right] \quad (3.9)$$

El proceso iterativo asociado a la matriz (3.12) se puede representar como se la hace a continuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(l)} \\ \dots \\ \Delta Q^{(l)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [J_1]^{(l)} & \dots & [J_2]^{(l)} \\ \dots & \dots & \dots \\ [J_3]^{(l)} & \dots & [J_4]^{(l)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(l)} \\ \dots \\ \Delta |V|^{(l)} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

La matriz anterior muestra la ecuación Newton-Raphson en la iteración l -ésima.

Los términos de vector de ajuste para la l -ésima iteración serán:

$$\begin{aligned} \Delta P_i^{(l)} &= P_i^{\text{especificada}} - P_i^{(l)} \\ \Delta Q_i^{(l)} &= Q_i^{\text{especificada}} - Q_i^{(l)} \end{aligned} \quad (3.11)$$

Los nuevos estimados para los voltajes de bus son:

$$\delta_i^{(l+1)} = \delta_i^{(l)} + \Delta \delta_i^{(l)} \quad (3.12)$$

$$|\delta_i^{(l+1)}| = |V_i^{(l)}| + \Delta |V_i^{(l)}| \quad (3.13)$$

Además se hace necesario conocer los tipos de barras que se utilizan para solución de flujos de potencia en un sistema:

- **BARRA “SLACK”**.- También llamada “barra infinita”, se caracteriza por tener el valor de tensión y ángulo, (0°), fijo. Es única dentro del sistema y es asociado a barras grandes, en este tipo de barra se desconoce P y Q.
- **BARRA PV**.- Se caracteriza porque se conoce el valor de P y cuya tensión es fija. Se puede tratar de barras cercanas a generadores los cuales puede controlar el valor de la tensión o barras que por requerimientos de operación deban tener el valor de tensión fija. En ésta barra se desconocen Q y δ , (ángulo de fase del voltaje).
- **BARRA PQ**.- En este tipo de barras se conocen P y Q inyectados al sistema. Generalmente son barras de consumo a potencia constante o barras de pasada donde $P=Q=0$.

Con lo analizados anteriormente, el problema de flujos de potencia se puede resolver mediante el siguiente procedimiento:

1. Para buses PQ, en los que se especifican P_i^{espec} y Q_i^{espec} , se deberán inicializar las magnitudes y ángulos de los voltajes, generalmente igual a los del bus compensador ó 1,0 en magnitud y 0,0 en ángulo, esto es $|V_i^{(0)}| = 1,0$ y $\delta_i^{(0)} = 0,0$. Para buses PV donde se especifican $|V_i|$ y P_i^{espec} , los ángulos de fase se inicializan igual al del bus compensador, esto es, 0,0 o $\delta_i^{(0)} = 0,0$.
2. Para buses tipo PQ, $P_i^{(l)}$ y $Q_i^{(l)}$ se calculan por medio de las ecuaciones generales para flujos de potencia, además se calcula $\Delta P_i^{(l)}$ y $\Delta Q_i^{(l)}$.
3. Para buses tipo PV $P_i^{(l)}$ y $\Delta P_i^{(l)}$ se calculan a través de la ecuación general de flujos de potencia.

4. Los elementos de la matriz Jacobiana se calculan en este punto desarrollando las ecuaciones generales de flujos de potencia y aplicando la derivada, es decir en este punto se actualiza la matriz Jacobiana.
5. En este paso se resuelve el sistema de ecuaciones lineales.
6. Los nuevos valores de magnitud de voltaje y ángulo son calculados.
7. El proceso continuará hasta que los desajustes de potencia $\Delta P_i^{(l)}$ y $\Delta Q_i^{(l)}$ calculados, cumplan con el criterio de convergencia, el cual se especificará como parte de los datos de inicialización del programa.

$$|\Delta P_i'| \leq \varepsilon \quad (3.14)$$

$$|\Delta Q_i'| \leq \varepsilon \quad (3.15)$$

Si ocurre convergencia, entonces los valores de las variables obtenidas hasta este punto, serán la solución y se procederá a calcular los flujos en los elementos de transmisión y las pérdidas, tanto en estos como las pérdidas totales del sistema.

En la actualidad y gracias al desarrollo en computación este tipo de estudios se realiza con ayuda de programas computacionales los cuales cada día son más exactos y mucho más rápidos.

3.1.2 PROCEDIMIENTO DE SOLUCIÓN DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO¹⁹

El procedimiento para el cálculo de las corrientes de cortocircuito que se describirá a continuación está basado en la norma IEC 60909, la cual es aplicable en redes tanto radiales como malladas hasta 230kV. Dicho procedimiento se basa en el teorema de Thevenin, y el cual consiste en calcular una fuente de tensión equivalente en el punto de cortocircuito, para, posteriormente calcular las corrientes en éste punto, además se debe tomar en

¹⁹ Síntesis extraída de www.foxitsoftware.com, Metodología de cálculo de Corrientes de Cortocircuito.pdf

cuenta que todas la alimentaciones a la red, máquinas sincrónicas y asincrónicas son sustituidas por sus impedancias de secuencia, (positiva, negativa y cero).

- 1 Calcular el voltaje equivalente en el punto de falla, el cual puede ser obtenido según la siguiente expresión:

$$V_{eq} = \frac{cV_n}{\sqrt{3}} \quad (3.16)$$

Donde:

El factor "c" de voltaje toma en cuenta variaciones de voltaje en el espacio y tiempo, los cambios eventuales en conexiones de los transformadores y el comportamiento subtransitorio de generadores.

Los rangos del factor "c" para los diferentes márgenes de voltaje son:

Tabla 22. Valores del factor de voltaje "c" según norma IEC 60909.

TENSIÓN NOMINAL V_n	FACTOR DE TENSIÓN "c" PARA EL CÁLCULO DE	
	I_{cc} máx.	I_{cc} mín.
BT		
230 - 400 V	1	0,95
Otros	1,05	1
AT		
1 a 230 kV	1,1	1

- 2 Determinación y suma de las impedancias equivalentes: positiva, negativa y cero u homopolar, aguas arriba del punto de falla.
- 3 Calcular la corriente de cortocircuito inicial, con ayuda de las componentes simétricas. Las formulas a emplear para el cálculo de I_{cc} están indicadas en la siguiente tabla:

Tabla 23. Valores de corriente de cortocircuito en función de impedancias de secuencia según norma IEC 60909.

Tipo de Cortocircuito	I_k'' Caso General	Defecto alejado de los generadores
Trifásico (Z_t cualquiera)	$= \frac{cV_n}{\sqrt{3} Z_d }$	$= \frac{cV_n}{\sqrt{3} Z_d }$
<p>En los dos casos, la corriente de cortocircuito sólo depende de Z_d. Generalmente Z_d se reemplaza por Z_k: Impedancia de cortocircuito en el punto de falla con $Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}$ donde R_k es la suma de las resistencias de una fase conectadas en serie, X_k es la suma de las reactivas conectadas en serie.</p>		
Bitásico aislado ($Z_t = 0$)	$= \frac{cV_n}{ Z_d + Z_i }$	$= \frac{cV_n}{2 Z_d }$
Monofásico	$= \frac{cV_n \cdot \sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_0 }$	$= \frac{cV_n \sqrt{3}}{ 2Z_d + Z_0 }$
Bitásico a tierra (Z_{cc} entre fases = 0)	$= \frac{cV_n \sqrt{3} Z_i }{ Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_0 + Z_d \cdot Z_0 }$	$= \frac{cV_n \sqrt{3}}{ Z_d + 2Z_0 }$
<p>V: Voltaje rms de la red trifásica. I_k'': Corriente inicial o subtransitoria de cortocircuito. Z_d, Z_i, Z_0: Impedancias de positiva o directa, negativa o inversa y cero respectivamente. Z_{cc} o Z_k: Impedancia de cortocircuito. Z_t: Impedancia de tierra.</p>		

- 4 Calcular el valor I_{cc} o I_k'' , (3.20), y otras magnitudes como I_{cc} pico, (3.22), I_{cc} permanente o, (3.24 y 3.25).

Un aspecto a considerar dentro del cálculo de corrientes de cortocircuito es la distancia entre el punto de la falla y los generadores, es por esto que se pueden distinguir dos casos:

- ✓ Para cortocircuitos alejados de los generadores se cumple que:

$$\begin{aligned} I_k'' &= I_k = I_b \\ Z_d &= Z_i \end{aligned} \quad (3.17)$$

Donde:

I_k'' : Corriente subtransitoria o inicial de cortocircuito.

I_k : Corriente de cortocircuito de estado permanente.

I_b : Capacidad de corte para equipo de interrupción.

Z_d : Impedancia de secuencia positiva o directa.

Z_i : Impedancia de secuencia negativa o inversa.

✓ Para cortocircuitos cercanos a generadores se cumple:

$$\begin{aligned} I_k < I_b < I_k'' \\ Z_d \neq Z_i \end{aligned} \quad (3.18)$$

Al igual que en flujos de potencia en estudios de corto circuitos se realizan en la actualidad con ayuda de paquetes computacionales.

3.2 SELECCIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS QUE CONFORMAN UNA CELDA METAL-CLAD

3.2.1 INTERRUPTORES

Entre los principales parámetros a tomar en cuenta en un interruptor se tiene²⁰:

Voltaje nominal.- Es el valor de voltaje eficaz entre fases del sistema en que el sistema se instala.

Voltaje máximo.- Es el valor límite superior de voltaje para el cual está diseñado el interruptor y al cual debe operar según norma.

Corriente nominal o valor continuo de corriente, (In).- Es el valor máximo eficaz de corriente que circula de manera continua a través del equipo sin exceder los límites permitidos de temperatura, la cual puede ser determinada según la siguiente expresión [43]:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_f} \quad (3.19)$$

Donde:

²⁰ Definiciones extraídas de MARTIN, José Raúl; Diseño de subestaciones; Primera Edición; Colección McGRAW-HILL Interamericana de México, pág. 85.

S : Potencia aparente de la instalación o equipo.

V_f : Voltaje de fase del sistema.

Corriente de cortocircuito inicial.- Es el valor pico de la primera semionda de corriente comprendida en la componente transitoria y la cual se puede obtener utilizando la siguiente expresión [43]:

$$Ik'' = \frac{V_f}{\sqrt{3} \cdot |Z_K|} \quad (3.20)$$

Donde:

$|Z_K| = \sqrt{R_K^2 + X_K^2}$: Módulo de impedancia de cortocircuito.

Capacidad de corte.- Es el valor eficaz de la corriente de cortocircuito que puede abrir la cámara de extinción de arco sin que los contactos sean dañados a tal grado que el interruptor no pueda seguir conduciendo. Las unidades son los kilo-ampères aunque comúnmente se dan en megavolt-ampères, (MVA), de cortocircuito.

Para calcular esta corriente se usa la siguiente expresión [43]:

$$I_b = \mu \cdot Ik'' \quad (3.21)$$

Donde:

μ : Factor el cual depende del tiempo de retardo, (t_{\min}), y de la relación Ik''/I_r , donde I_r es la corriente nominal del generador. Los valores de μ se aplican si las máquinas sincrónicas utilizan sistemas de excitación rotativa o mediante convertidores estáticos, (para sistemas de excitación mediante convertidores estáticos, el tiempo de retardo mínimo t_{\min} es inferior a 0.25s y el voltaje de excitación máximo es 1.6 veces menor que el voltaje nominal de carga). Para todos los demás casos se considera $\mu = 1$ si el valor exacto es desconocido.

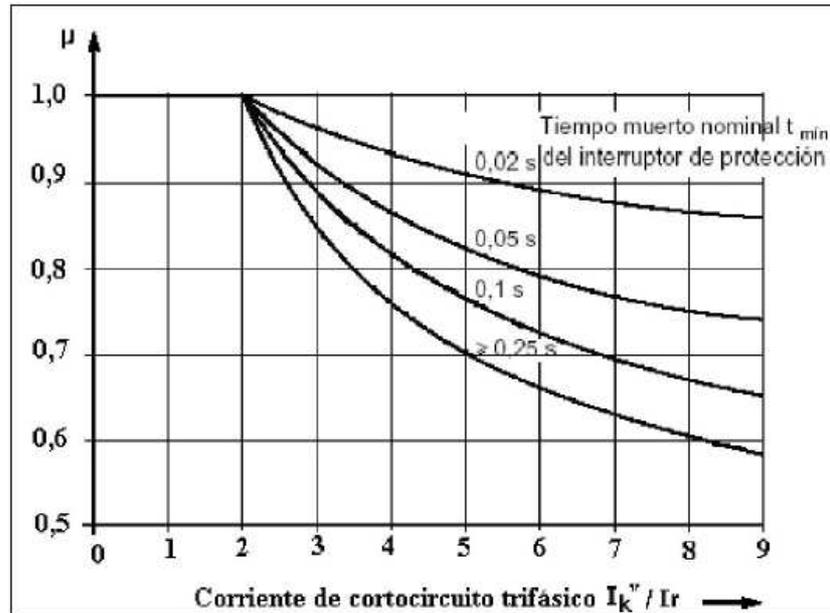


Figura 47. Factor μ para el cálculo de corriente de corte I_b .

Valor pico de corriente de cortocircuito, (I_p)

Es el valor posible máximo de la corriente de cortocircuito prevista. Esta corriente considera la máxima asimétrica posible de la corriente debido a la componente continua, la cual dependerá del valor R/X y el valor de la voltaje en el momento del cortocircuito.

Para calcular esta corriente, cualquier sea la naturaleza de la falla se usa la siguiente expresión [43]:

$$I_p = k\sqrt{2} \cdot I_k'' \quad (3.22)$$

Donde:

I_k'' : Corriente de cortocircuito inicial.

K: Factor de decremento de componente continua, el cual dependerá de la relación R/X del sistema.

El factor k puede obtenerse mediante la siguiente gráfica o calculo:

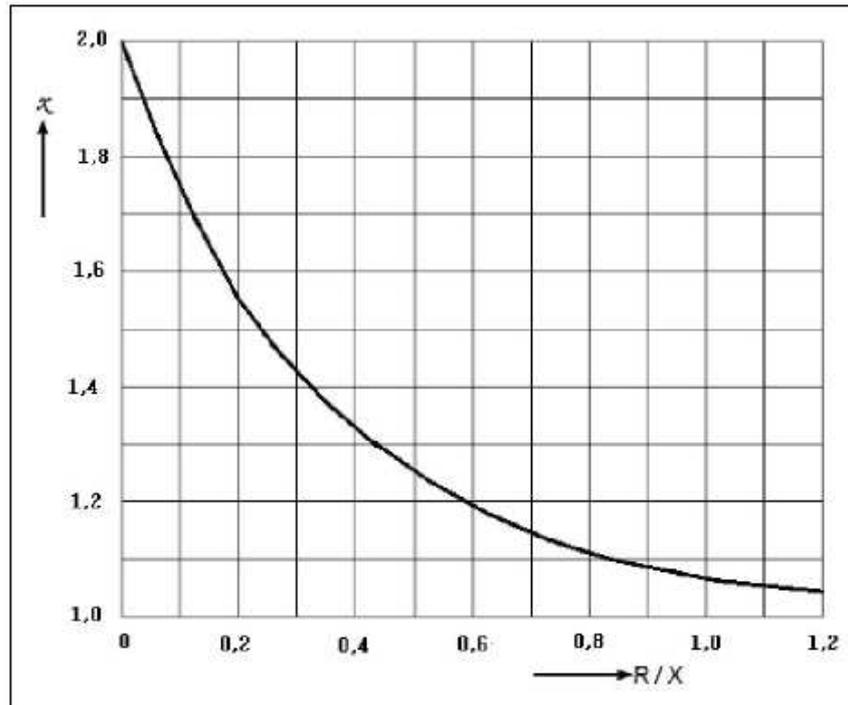


Figura 48. Curva para obtener el factor k.

$$k \cong 1.02 + 0.98.e^{-\left(\frac{3R}{X}\right)} \quad (3.23)$$

Corriente de cortocircuito permanente, (I_k)

Es el valor eficaz de la corriente de cortocircuito que se mantiene tras la extinción de los fenómenos transitorios, (etapa subtransitoria y transitoria), y cuyo valor se mantendrá estable, (etapa permanente), hasta que los equipos de protección despejen la falla.

La amplitud de dicha corriente dependerá del grado de saturación del circuito magnético de los generadores.

Cuando el cortocircuito se ve alimentado por un generador o máquina síncrona, la corriente máxima de cortocircuito permanente, bajo la máxima excitación del generador está dada por la siguiente expresión [43]:

$$I_{k_{m\acute{a}x}} = \lambda_{m\acute{a}x}.I_r \quad (3.24)$$

Por otra parte la corriente mínima permanente se obtiene para una excitación mínima o constante, (vacío), de la maquina síncrona la cual viene dada por:

$$Ik_{\min} = \lambda_{\min} \cdot Ir \quad (3.25)$$

Donde:

Ir : Corriente en bornes del generador.

λ : Factor dependiente de la inductancia de saturación $X_{d_{sat}}$.

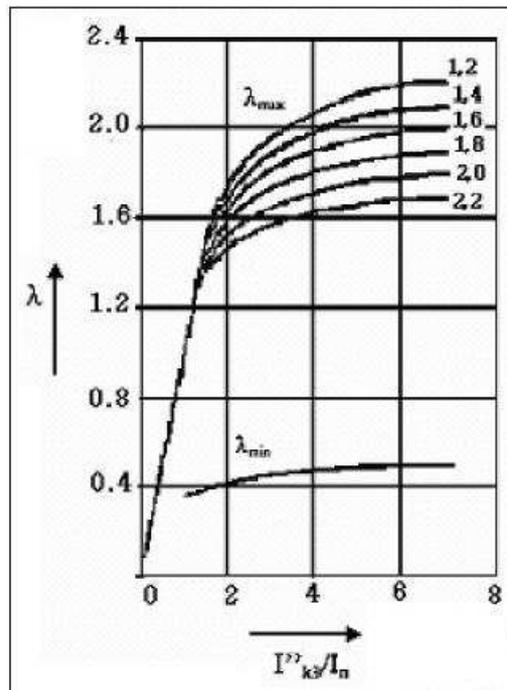


Figura 49. Factores $\lambda_{m\acute{a}x}$ y $\lambda_{m\acute{i}n}$ para generadores.

Nivel de aislamiento básico al impulso, (BIL).- Nivel específico de aislamiento expresado en función del valor cresta de un impulso estándar de rayo, (1.2 x 50 μs) determinado mediante pruebas.

Tiempo de interrupción.- Tiempo expresado en ciclos en el cual un interruptor opera después de aparecida una falla.

Nivel de aislamiento de baja frecuencia.- Nivel específico de aislamiento expresado en función del valor cresta de voltaje debido a un sobrevoltaje de baja frecuencia ocasionado al desequilibrio de un sistema trifásico al producirse un falla de una de las con tierra con tierra.

Capacidad de tiempo corto.- Es la capacidad de conducir un valor eficaz de corriente alterna o compleja durante un tiempo breve especificado.

Existen dos tipos de corriente de tiempo corto:

- **Momentánea.**- Es el valor eficaz máximo de corriente durante una anomalía causada por falla u otra razón ya sea con forma de onda simétrica o forma de onda asimétrica.
- **De cinco segundos.**- Es el valor límite de la capacidad de corte a una voltaje subnormal. Este valor se utiliza para interruptores que no operan con sobreintensidad sea por tener control de disparo por otra magnitud eléctrica o no ser automático.

Voltaje de control.- La norma ANSI C37-06 presenta la siguiente tabla con valores de voltaje de control para interruptores automáticos, tanto para sistemas de corriente continua como para sistemas de corriente alterna:

Tabla 24. Valores de voltaje de control para interruptores automáticos según norma ANSI C37.06.

Rangos de voltaje para corriente DC				Rangos de voltaje para corriente AC	
				Voltaje nominal, (60Hz)	Cierre, disparo y funciones auxiliares
	Cierre y funciones auxiliares			Monofásico	
Voltaje nominal	Interruptores De tipo interior	Interruptores De tipo interior	Funciones de disparo y todos los tipos	120	104-127
24	-	-	14-28	240	208-254
48	38-56	36-56	28-56	Polifásico	
125	100-140	90-140	70-140	208Y/120	180Y/104 220Y/127
250	200-280	180-180	140-280	240	208-254

Algunos mecanismos de operación para interruptores como solenoides pueden no llegar a operar satisfactoriamente con los valores de voltajes especificados en esta norma y pueden requerir dos valores de voltaje para su correcta operación.

Para este tipo de mecanismo puede utilizarse la siguiente tabla:

Tabla 25. Voltajes de mecanismos de operación en interruptores automáticos.

Valores de voltaje	Rangos de voltaje de alimentación
125 DC	90-115 o 105-130
250 DC	180-230 o 210-260
230 AC	190-230 o 210-260

Capacidad de recierre.- Para mejorar la confiabilidad así como continuidad del sistema, los interruptores automáticos deben tener la capacidad de recierre, (reclosing), o de reconectar el sistema en caso de presentarse una falla momentánea o transitoria, es decir la cual desaparece después de extinguido el arco en la cámara del interruptor.

La operación de recierre debe realizarse en el menor tiempo posible, la siguiente tabla muestra algunos de los tiempos de recierre en ciclos para diferentes interruptores automáticos:

Tabla 26. Tiempos de recierre de interruptores automáticos según norma ANSI C37.06.

Tiempos de recierre para interruptores	
Valores de interruptores	Tiempos de recierre en ciclos
Interruptores sin aceite de tipo interior	
4.76 y 8.25 KV, 1200A	30
15KV, 1200A, 20KA y menores	30
Interruptores de tipo exterior	
15.5 y 25.8KV, 20KA	30
Menores a todos los otros	20

Secuencia de operación.- Cuando los interruptores trabajan en conjunto con dispositivos de cierre automáticos deben cumplir con la siguiente secuencia de

tiempo de operación instantánea: O+tseg+CO, donde O significa “Apertura”, (Open), y C significa “Cierre”, (Close).

Los valores de tiempo se suponen para valores nominales de voltaje operación en los mecanismos del interruptor, en caso de disminuir la presión o el voltaje de operación al 90% el tiempo de recierre aumentará al 110%.

Cuando el mecanismo de operación del interruptor es mediante solenoides el tiempo de recierre puede ser de 45 ciclos aunque para requerimientos especiales de cierre se debe consultar con el proveedor del interruptor.

La norma ANSI C37.06 presenta valores estándar, (Anexo 7), para interruptores automáticos.

3.2.2 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO [5]

3.2.2.1 Determinación de errores en transformadores de corriente

Existen dos tipos de errores que afectan la exactitud de mediciones en un transformador de corriente:

- 1) Error de relación de transformación.
- 2) Error por ángulo de fase.

Para realizar la corrección por error de relación de transformación se utiliza un factor de corrección definido por la siguiente expresión:

$$F_{CR} = \frac{R_{CT}}{R_{CN}} \quad (3.26)$$

Donde:

F_{CR} : Factor de corrección por razón del transformador de corriente.

R_{CT} : Razón real, (corriente del primario/corriente del secundario).

R_{CN} : Razón de placa de datos, (corriente del primario/corriente del secundario).

El error por ángulo de fase en cambio es el ángulo en adelante de la señal de corriente que sale del secundario respecto con el ángulo de la señal de corriente que circula por el primario.

El error por ángulo no tiene mayor relevancia en dispositivos que responden a corriente como por ejemplo amperímetros y relés de sobrecorriente pero en cambio con dispositivos que responden a sumas, productos o diferencias de corrientes el error de ángulo tiene gran importancia, un dispositivo que se ve afectado es el vatímetro o wáttmetro ya que su funcionamiento depende del producto de corriente y voltaje y el ángulo entre ellos, ($\cos\theta$), por ejemplo si el factor de corriente y la corriente de placa de la corriente suministrada por secundario es igual a la unidad con un error de ángulo de fase igual a β y la corriente del primario en atraso respecto al voltaje la watímetro no nos indicara los valores reales de $E \times I \times \cos\theta$ sino que nos indicará el valor $E \times I \times \cos(\theta - \beta)$.

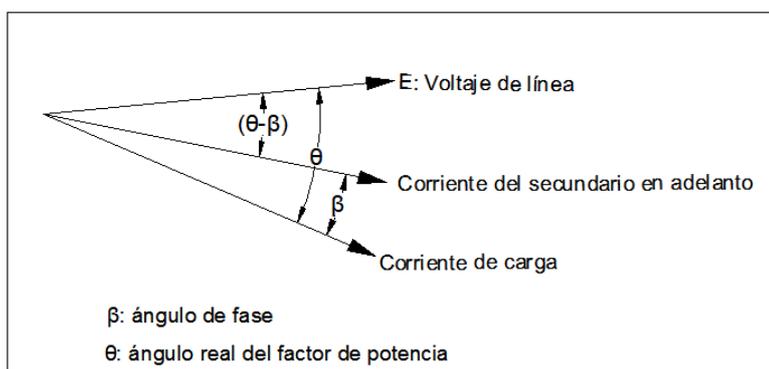


Figura 50. Efecto del error de ángulo en la lectura de un vatímetro.

Si el ángulo β tiene signo positivo el $\cos(\theta - \beta)$ es mayor que el $\cos\theta$ entonces la lectura del vatímetro es mayor que la real pero si el signo de β es negativo él $\cos(\theta - \beta)$ es menor que $\cos\theta$ entonces la lectura del vatímetro es menor que la real. Para obtener la lectura real se debe multiplicar por el factor de corrección de ángulo de fase el cual está dado por:

$$K_{\beta} = \frac{\cos\theta}{\cos(\theta - \beta)} \quad (3.27)$$

Donde:

K_β : Factor de corrección por ángulo de fase de transformador de corriente.

En problemas prácticos de medición β será menor a 30 minutos y K_β puede escribirse:

$$K_\beta = 1 - \tan \theta \quad \text{En donde } K_\beta \text{ esta expresada en radianes.}$$

$$K_\beta = 1 - \beta \tan \theta / 3438 \quad \text{En donde } K_\beta \text{ esta expresada en minutos.} \quad (3.28)$$

3.2.2.1.1 Factor de corrección de transformador

Este factor permite corregir tanto el error dado por relación de transformación así como el error dado por ángulo de fase en la lectura del vatímetro y viene dado por:

$$F_T = F_{CR} \cdot K_\beta \quad (3.29)$$

Donde:

F_T : Factor de corrección de transformador.

Para medición la norma ANSI C57.13 limita el error en la lectura de un vatímetro debido a los errores de ángulo y de relación para un intervalo de factores de potencia de carga que va desde 0.6 a 1.

La exactitud que esta norma especifica generalmente para medidores de energía, (KW-h), para facturación es de 0.3 que significa que el error total causado por el transformador de corriente no excede el 0.3% de la corriente nominal, aunque también reconoce las clase 0.6 y 1.2. Esta norma también especifica la clase de exactitud relacionándola con las cargas nominales por ejemplo "0.3 B-0.2" que describe un transformador de de exactitud 0.3 para una carga total de secundario de B-0.2.

Para medida, la norma IEC 60044-1 presenta los siguientes valores de exactitud: 0.1, 0.2, 0.5, 1, 3, 5 y los valores de carga total: 2.5, 5, 10, 15, 30 VA.

3.2.2.2 Determinación de errores en transformadores de potencial.

De igual manera que los transformadores de corriente los transformadores de potencial tendrán errores por relación de transformación y error de ángulos de fase.

El error por relación de transformación se lo representa mediante el factor de corrección por relación el cual viene dado por:

$$F_{PR} = \frac{R_{PT}}{R_{PN}} \quad (3.30)$$

Donde:

F_{PR} : Factor de corrección por relación del transformador de potencial.

R_{PT} : Relación real, (primario/ secundario), del transformador de potencial.

R_{PN} : Relación de placa de datos, (primario/ secundario), del transformador de potencial.

Al error por ángulo de fase, (γ), expresado en minutos se define como positivo cuando el voltaje aplicado a la carga total del secundario se encuentra en adelanto respecto al voltaje aplicado en el primario del transformador.

El efecto del error de ángulo de fase que un transformador de potencial positivo causa en la lectura de un vatímetro por ejemplo al igual que en el transformador de corriente pero con la diferencia de que el factor de potencia en la carga en atraso causará una lectura baja, para corregir esta lectura se lo multiplica por el factor de corrección por ángulo K_γ dado por:

$$K_\gamma = \frac{\cos \theta}{\cos(\theta - \gamma)} \quad (3.31)$$

Donde:

K_γ : Factor de corrección por ángulo de fase de transformador de potencial.

θ : Angulo de atraso de la corriente de carga respecto al voltaje de la carga.

γ : Angulo de atraso del voltaje del secundario respecto al voltaje del primario.

3.2.2.3 Cálculo del burden o carga para transformadores de corriente y potencial

Antes de la selección de un transformador de corriente, (TC), o un transformador de potencial, (TP), se debe analizar la carga o Burden que será conectado al devanado secundario de nuestro dispositivo.

En el caso de un TC el valor del burden resulta de la suma total de las impedancias en serie de todos los diferentes elementos incluyendo los cables de conexión desde el TC hasta el elemento, mientras que para un TP es la suma total de los consumos de los elementos en paralelo con el mismo TP incluyendo al igual que en TC los cables de conexión.

El burden puede ser expresado como impedancia, (Ω), o como voltamperios, (VA), con sus respectivos factores de potencia para una frecuencia, corriente, (caso de TC), o voltaje, (en caso de TP), definidos.

Para el burden tanto de TC's como de TP's es necesario conocer las constantes de los instrumentos y aparatos que serán usados de acuerdo con su tipo, modelo, tamaño, etc.

En la actualidad muchas o todas de las funciones de los instrumentos a conectarse a los transformadores de instrumento son integradas en un solo dispositivo IED el cual agrupa medición, protección y control lo que facilita el cálculo del burden ya que se limita a la potencia del dispositivo IED, (relés multifunción).

3.2.3 PARARRAYOS

Las características que se deben considerar en pararrayos son [37]:

3.2.3.1 Voltaje nominal, (Ur)

Es el valor eficaz máximo de voltaje que es admisible entre bornes a frecuencia industrial para el cual está previsto el correcto funcionamiento del equipo durante un tiempo de 10 s después de haberse sometido a los impulsos de corriente de gran amplitud.

La norma IEC 60099-4 presenta valores normalizados asignados a pararrayos expresados en KV eficaces de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 27. Escalones de voltaje normalizado.

Gamas de voltaje asignado (kV eficaces)	Escalones de voltaje asignado (kV eficaces)
< 3	No se considera
3 - 30	1
30 - 54	3
54 - 96	6
96 - 288	12
288 - 396	18
396 - 756	24

Esta norma presenta los rangos de voltaje nominal y los escalones a los cuales deben consignarse estos rangos. Los escalones presentados se encuentran en un rango que varía de 1kV a 24KV pudiendo también admitirse otros escalones con la condición de que sean divisibles para 6.

3.2.3.2 Voltaje de funcionamiento continuo, (U_c)

Es el valor eficaz máximo a frecuencia industrial admisible que puede aplicarse al pararrayos entre bornes de manera permanente y que según la norma IEC 60099-4 representa el voltaje máximo que soporta el equipo trabajando en la zona de predescarga.

3.2.3.3 Capacidad de soportar voltajes temporales, (TOV_c)

Es el valor eficaz máximo a frecuencia industrial de un sobrevoltaje temporal que el pararrayo es capaz de soportar entre terminales durante un tiempo determinado.

Generalmente los fabricantes proveen gráficas de variación de TOV_c para distintos valores de tiempo siendo los más comunes 1 y 10 segundos.

El valor de TOV_c debe ser algo mayor y a lo sumo igual que el valor nominal, (U_r), para 10 segundos ya que este último es usado para verificar la estabilidad del equipo posterior a la aplicación de impulsos indicados en la norma IEC 60099-4.

3.2.3.4 Corriente nominal de descarga de un pararrayos, (I_n)

Es el valor pico de impulso de corriente tipo rayo, ($8/20 \mu s$), con la cual se designa al pararrayo, esta corriente circula por el pararrayos cuando se encuentra en la zona de descarga o alta descarga.

La siguiente tabla muestra los valores normalizados de descarga en función del voltaje asignados²¹:

Tabla 28. Corriente nominal de descarga normalizada en función del voltaje asignado del pararrayos.

Rango de voltaje asignado (U_r)	Corriente nominal de descarga				
	1,5 kA	2,5 kA	5 kA	10 kA	20 kA
$U_r < 3 \text{ Kv}$	*	*	*		
$3 \text{ kV} \leq U_r \leq 29 \text{ kV}$		*	*	*	
$30 \text{ kV} \leq U_r \leq 132 \text{ kV}$		*	*	*	*
$144 \text{ kV} \leq U_r \leq 756 \text{ kV}$				*	*

3.2.3.5 Clase de descarga de línea

Se define como la capacidad para disipar la energía correspondiente a la descarga de una línea precargada. Este parámetro se usa para valores de pararrayos de 10 y 20KA. Las clases de descarga de línea se dividen en cinco las cuales son normalizadas y están definidas por su amplitud y por la duración de impulso de corriente de larga duración que el pararrayos es capaz de soportar.

La capacidad energética de un pararrayos es establecida a través de parámetros de ensayo los cuales se utilizan para determinar la clase de descarga de línea.

Los valores de estos parámetros de ensayo pueden tomarse de la siguiente tabla, [21]:

²¹ Table extraída de MARTINEZ VELAZCO, Juan Antonio, "Coordinación de Aislamiento en redes electrivas de alta tensión", Madrid: Mc Graw Hill, 2007.

Tabla 29. Parámetros de ensayo para determinación de clase de descarga de línea en pararrayos de 10 y 20 KA.

Corriente de descarga I_n	Clase de descarga de línea	Impedancia de onda de la línea $Z (\Omega)$	Duración convencional del pico T (μs)	Voltaje de carga U_L (kV de voltaje continuo)
10 kA	1	$4,9U_r$	2000	$3,2U_r$
	2	$2,4U_r$	2000	$3,2U_r$
	3	$1,3U_r$	2000	$2,8U_r$
20 kA	4	$0,8U_r$	2400	$2,8U_r$
	5	$0,5U_r$	3200	$2,4U_r$

Un factor importante para la determinación de la energía inyectada es la corriente pico la cual puede ser extraída de la siguiente tabla, [21]:

Tabla 30. Valores de corriente pico.

Corriente de descarga I_n	Clase de descarga	Corriente Pico
10 kA	1	125 A
	2	125 A
	3	250 A
20 kA	4	500 A
	5	500 A

3.2.3.6 Voltaje residual de descarga, (U_{res})

Es el valor pico que aparece en bornes del pararrayos durante el paso de la corriente de descarga y cuyo valor dependerá de la forma de onda y la magnitud de la corriente de descarga. Este valor de voltaje se obtiene para impulsos de corriente de tipo maniobra es decir $30/60\mu s$ para pararrayos de 10 y 20KA e impulsos de corriente tipo rayo es decir $8/20\mu s$ para cualquier pararrayos independientemente de su corriente nominal.

Tabla 31. Valores de corriente de descarga sobre las que los fabricantes deben realizar ensayos para obtener los voltajes residuales, [37].

Clasificación del apartarrayos		Impulso de maniobra (30/60 μ s)	Impulso tipo rayo (8/20 μ s)
1,5 kA		-	1,5 kA
2,5 kA		-	2,5 kA
5 kA		-	5 kA
10 kA	Clase 1	125 A y 500 A	10 kA
	Clase 2	125 A y 500 A	10 kA
	Clase 3	250 A y 1000 A	10 kA
20 kA	Clase 4	500 A y 2000 A	20 kA
	Clase 5	500 A y 2000 A	20 kA

A partir de los voltajes residuales tanto de ensayo tipo maniobra y tipo rayo se desprenden los niveles de protección para pararrayos los cuales son:

- Nivel de protección a impulso de maniobra: Es el máximo valor de voltaje residual de pararrayos a las corrientes de impulso de tipo maniobra.
- Nivel de protección a impulso tipo rayo: Es el máximo valor de voltaje residual de pararrayos a las corrientes de impulso de tipo rayo.

Adicionalmente se tiene algunos parámetros importantes como son:

- Línea de fuga: Distancia medida a lo largo del aislamiento exterior del equipo y la cual brinda una medida de la capacidad del equipo respecto con el riesgo que existe de contorneo cuando el equipo se encuentra en ambientes contaminados.
- Tipo de aislamiento: Constituye la capa exterior del pararrayos y sirve como aislamiento externo el cual puede ser de algunos materiales como vidrio, cerámicos, monómero-propileno-dieno o EPDM y goma-silicona siendo el último el más utilizado en la actualidad.

3.2.3.7 Criterios de selección de pararrayos [37].

3.2.3.7.1 Voltaje de funcionamiento continuo, (U_c)

Hay que tomar en cuenta que un pararrayos debe soportar el voltaje máximo del sistema, (U_s), en condiciones de descarga por lo que el valor de voltaje continuo

será mayor que el voltaje del sistema es decir que en el caso de que le pararrayos esté conectado entre fase y tierra el voltaje continuo cumplirá con:

$$U_c \geq \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (3.32)$$

3.2.3.7.2 Máximo voltaje de operación continua, (MCOV)

Es el valor eficaz máximo de voltaje a frecuencia industrial que puede aplicarse continuamente entre los terminales del pararrayos.

3.2.3.7.3 Frente de onda, (FOW)

Valor de la pendiente de la línea que determina el cero virtual. Se expresa generalmente en voltios o amperios por microsegundo.

3.2.3.7.4 Corriente nominal y clase de descarga de línea

Además de las corrientes normalizadas presentadas en las tabla 31 existen valores de corriente nominal en función del voltaje del sistema.

Tabla 32. Corriente nominal de descarga, (In), en función del voltaje del sistema, (Us). [37]

Voltaje máximo del sistema U_s (kV eficaces)	Corriente nominal de descarga I_n (kA)
$U_s \leq 72,5$	5
$72,5 < U_s \leq 245$	10
$245 < U_s \leq 420$	10
$U_s > 420$	20

Ya en la práctica se utiliza la siguiente tabla:

Tabla 33. Corriente nominal de descarga, (In), en función del voltaje del sistema, (Us), utilizados en la práctica, [37].

Voltaje nominal del sistema U_n	Voltaje máximo del sistema U_s	Clasificación del apartarrayos (I_n)					
		5 kA	10 kA			20 kA	
			Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
$U_n \leq 66$	$U_s \leq 72,5$	*	*	*			
$66 < U_n \leq 220$	$72,5 < U_s \leq 245$			*	*		
$220 < U_n \leq 380$	$245 < U_s \leq 420$				*	*	
$U_n > 380$	$U_s > 420$					*	*

3.2.3.7.5 Sobrevoltajes temporales, (TOV)

Un pararrayos está diseñado para limitar valores de voltaje elevados durante tiempos cortos de pocos microsegundos, pero dentro de un sistema existe la posibilidad de que el tiempo de duración de un sobrevoltaje sea mucho más largo, llegando a durar segundos, (sobrevoltajes temporales), por esto un pararrayos debe ser capaz de soportar este tipo de sobrevoltajes hasta la actuación de las protecciones convencionales del sistema.

La comparación de las diferentes magnitudes y duración de sobrevoltajes temporales respecto a la capacidad del pararrayos se lo hace convirtiéndolos a una magnitud equivalente con una duración de 10 segundos utilizando la siguiente expresión, [37]:

$$U_{eq} = U_t \left(\frac{T_t}{10} \right)^m \quad (3.33)$$

Donde:

U_t : Amplitud del sobrevoltaje temporal representativo.

T_t : Duración del sobrevoltaje representativo.

m : Valor que varía entre 0.018 y 0.022 usándose generalmente el valor medio 0.02, este valor depende de características del voltaje a frecuencia industrial frente al tiempo de pararrayos.

De lo anterior se deduce que la capacidad del pararrayos de soportar sobrevoltajes temporales durante un tiempo de 10 segundos debe ser mayor que el valor de sobrevoltaje temporal representativo equivalente para 10 segundos.

Para redes de hasta 220 kV es práctica común considerar que los sobrevoltajes temporales más severos son causados por fallas a tierra. El valor máximo de sobrevoltaje que puede aparecer en un sistema debido a la aparición de una falla a tierra se puede calcular con la siguiente expresión, [37]:

$$U_t = \frac{k \cdot U_s}{\sqrt{3}} \quad (3.34)$$

Donde:

U_s : Valor máximo del sistema para el caso más desfavorable.

K: Factor de falla a tierra

La magnitud del sobrevoltaje temporal dependerá del valor del factor e falla a tierra el cual variará según el tipo de conexión con el neutro del sistema, los valores de k se pueden apreciar en la siguiente tabla, [37]:

Tabla 34. Factor de falla a tierra según conexión de neutro y tiempo de de acción de protecciones convencionales.

Conexión del neutro	k	Tiempo de acción de las protecciones (s)
Neutro sólido a tierra	$0,9 \leq k \leq 1,4$	$t < 1$
Neutro no sólidamente puesto a tierra	$1,4 \leq k \leq 1,73$	$1 \leq t \leq 10$
Neutro aislado	$1,73 \leq k \leq 1,9$	$t > 10$

Conocidos el tipo de conexión con el neutro y el tiempo máximo de actuación de las protecciones convencionales es posible calcular la amplitud del sobrevoltaje equivalente utilizando la ecuación (3.40), como se muestra a continuación, [28]:

$$U_{eq} = U_t \left(\frac{T_t}{10} \right)^m = \frac{k \cdot U_s}{\sqrt{3}} \left(\frac{T_t}{10} \right)^m \quad (3.35)$$

Donde:

U_t : Amplitud del sobrevoltaje temporal representativo.

T_t : Duración del sobrevoltaje representativo.

U_s : Valor máximo del sistema.

3.2.3.7.6 Línea de fuga

La selección de la mínima línea de fuga dependerá del nivel de contaminación como se muestra en la siguiente tabla, o se puede calcular utilizando la siguiente expresión, [37]:

$$L_{fuga(m.m)} = U_{S(kV)} \times L_{fuga \text{ nominal minima}(m.m/kV)} \quad (3.36)$$

Tabla 35. Línea de fuga en función del nivel de contaminación.

Nivel de contaminación	Descripción	Línea de fuga específica nominal mínima (mm/kV)
I Ligero (L)	<ul style="list-style-type: none"> Zonas sin industrias y baja densidad de viviendas con calefacción. Zonas de baja densidad de industrias o viviendas sometidas a viento o lluvias fuertes. Zonas agrícolas. Zonas montañosas. 	16 mm/kV
II Medio (M)	<ul style="list-style-type: none"> Zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante, y/o con densidad media de viviendas con calefacción. Zonas de elevada densidad de industrias y/o viviendas sometidas a viento y lluvias fuertes. Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (nunca menos de 1 km). 	20 mm/kV
III Fuerte (H)	<ul style="list-style-type: none"> Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades, con elevada densidad de calefacción generando contaminación. Zonas cercanas al mar o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuerte provenientes del mar. 	25 mm/kV
IV Muy fuerte (V)	<ul style="list-style-type: none"> Zonas (extensión moderada) sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores espesos. Zonas (extensión moderada) muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y a contaminaciones desde el mar. Zonas desérticas caracterizadas por no tener lluvia durante largos períodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal y sometidas a condensación natural. 	31 mm/kV

Para valores estándar de pararrayos se pueden revisar el anexo 10.

3.2.4 SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA

En las celdas metal-clad éstos se ubican en el compartimiento de entrada de cables. Para impedir que se realice una operación inadecuada es decir conexión a tierra, mientras el circuito se encuentra energizado la celda provee varios interbloqueos tanto eléctricos como mecánicos.

3.2.4.1 Parámetros para seccionadores de puesta a tierra

Los parámetros a considerar para la selección del seccionador de puesta a tierra son los mismos que se tiene para gabinetes tipo switchgear y controlgear los cuales, (según la norma IEC 62271-102 e IEC 60694), se describen a continuación:

3.2.4.1.1 Voltaje nominal

Valor máximo de voltaje para el cual el equipo se encuentra diseñado, los valores nominales para equipos tipo switchgear y controlgear son:

Serie I: 3,6 kV - 7,2 kV - 12 kV - 17,5 kV - 24 kV - 36 kV - 52 kV - 72,5 kV - 100 kV - 123 kV-145 kV-170 kV-245 kV.

Series II (valores para Norte América): 4,76 kV - 8,25 kV - 15 kV - 25,8 kV - 38 kV - 48,3 kV - 72,5 kV

3.2.4.1.2 Nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento nominal para equipos tipo switchgear y controlgear esta caracterizado por el valor resistencia al voltaje entre fase y tierra de un impulso tipo rayo, (Up), al impulso por maniobra, (Us), siempre que se aplique y por voltaje de corta duración a frecuencia industrial, (Ud).

Para selección del nivel de aislamiento la norma IEC 60694 presenta tablas las cuales muestran valores comunes de aislamiento tanto para sobrevoltajes de tipo rayo como de corta duración o frecuencia industrial según el voltaje del sistema, además presenta las distancias de prueba para aislamiento.

Hay que tomar en cuenta que los protocolos de pruebas para el nivel de aislamiento, pueden ser revisados en la norma correspondiente.

A continuación se presentan dichas tablas:

Tabla 36. Nivel de aislamiento para valores de voltaje nominal serie I.

Valor de voltaje Ur KV,(rms)	Valor soportado de voltaje de corta duración Ud KV, (rms)		Valor de resistencia al voltaje de impulso de rayo Up KV, (valor pico)	
	Valor común	Distancia de prueba a través de aislamiento	Valor común	Distancia de prueba a través de aislamiento
3.6	10	12	20	23
			40	46
7.2	20	23	40	46
			60	70
12	28	32	60	70
			75	85
17.5	38	45	75	85
			95	110
24	50	60	95	110
			125	145
36	70	80	145	165
			170	195
52	95	110	250	290
72.5	140	160	325	375
100	150	175	380	440
	185	210	450	520
123	185	210	450	520
	230	265	550	630
145	230	265	550	630
	275	315	650	750
170	275	315	650	750
	325	375	750	860
245	360	415	850	950
	395	460	950	1050

	460	530	1050	1200
--	-----	-----	------	------

Tabla 37. Nivel de aislamiento para valores de voltaje nominal serie II.

Valor de voltaje Ur KV,(rms)	Valor soportado de voltaje de corta duración Ud KV, (rms)				Valor de resistencia al voltaje de impulso de rayo Up KV, (valor pico)	
	Valor común		Distancia de prueba a través de aislamiento		Valor común	Distancia de prueba a través de aislamiento
	Seco	Húmedo**	Seco	Húmedo**		
4.76	19	-	21	-	60	70
8.25	26	24	29	27	75	80
	35	30	39	33	95	105
15	35	30	39	33	95	105
	50	45	55	50	110	125
25.8	50	45	55	50	125	140
	70	60	77	66	150	165
38	70	60	77	66	150	165
	95	80	105	88	200	220
48.3	120	100	132	110	250	275
72.5	160	140	176	154	350	385

**Los valores húmedos son de resistencia durante 10 s para equipamiento exterior.

3.2.4.1.3 Corriente de servicio continuo, (I_r)

Es el valor eficaz de corriente que el seccionador es capaz de conducir de manera continua en determinadas condiciones de uso y comportamiento.

La norma IEC 60059 presenta los siguientes valores de corriente nominal:

100 A - 250 A - 315 A - 400 A - 500 A - 630 A - 800 A - 1 000 A - 1 250 A - 1 600 A - 2 000 A - 2 500 A - 3 150 A - 4 000 A - 5 000 A - 6 300 A - 8 000 A - 10 000 A - 12 500 A - 16 000 A - 20 000 A - 25 000 A - 31 500 A - 40 000 A

3.2.4.1.4 Corriente de corta duración, (I_k)

Es el valor pico de corriente durante el primer ciclo de la corriente nominal de corta duración admisible que el equipo puede conducir en la posición de cerrado bajo condiciones prescritas de uso o y comportamiento.

Salvo que se especifique lo contrario, el valor normalizado de I_k debe ser 25 veces I_r siendo t_k igual a 1 s. Para bujes con I_r mayor o igual a 4000 A, I_k debe ser siempre igual a 100 kA.

3.2.4.1.5 Duración de corto circuito, (t_k)

Intervalo de tiempo durante el cual el equipo puede conducir en condición de cerrado una corriente igual a la corriente nominal de corta duración.

El valor estándar para duración es de 1 segundo, aunque se recomienda también los valores de 0.1s, 0.5 s, 2s y 3s.

3.2.4.2 Requerimientos especiales para seccionadores de puesta a tierra

Además de los parámetros principales se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- Los equipos switchgear y controlgear tanto de tipo interior como de tipo exterior deben tener compatibilidad electromagnética, (EMC). La norma IEC 60694 define dos tipos de severidad para EMC:
 - 1) Clase normal de severidad de EMC.- Para interfaces o puertos situados cerca de la red primaria de alto voltaje.
 - 2) Clase reducida de severidad de EMC.- Para interfaces o puertos destinados a una única conexión dentro de un cubículo pero alejados de la red primaria de alto voltaje.

Los sistemas secundarios para interfaces o puertos deberán ser capaces de soportar perturbaciones electromagnéticas inducidas debidas a operaciones de los equipos en la red de alto voltaje, además no deben

exceder un valor de 1.6kV para clase normal de severidad de EMC y 0.8kV en clase reducida de severidad de EMC.

- La conexión flexible de cobre entre las partes móviles del seccionador de puesta a tierra y el marco deberán tener al menos una sección transversal de 50 mm^2 por resistencia mecánica y resistencia a la corrosión, además esta de ser diseñada para conducir la corriente de corto circuito, en caso de usar otro tipo de material diferente del cobre, éste deberá tener características equivalentes.

3.2.5 BARRAS COLECTORAS

3.2.5.1 Parámetros de barra

Al igual que los equipos de de maniobra, medición y protección los buses o barras de una instalación metal-enclosed requieren de parámetros específicos los cuales determinen las características más apropiadas, acorde con las necesidades de la instalación.

Los principales parámetros para definición de barras según la norma IEEE C37.23-2003 son:

3.2.5.1.1 Voltaje nominal máximo

Es el valor máximo de voltaje, (rms para barra de corriente alterna o D.C. para barras de corriente continua), para el que fue diseñada la barra y es el límite máximo de operación.

Para equipamiento metal-clad los voltajes IEEE normalizados son: 4.76, 8.25, 15 y 38 kV.

3.2.5.1.2 Nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento para barras se determina según los siguientes valores:

- Voltaje de impulso tipo rayo.
- Voltaje soportado a frecuencia industrial.

Los niveles de aislamiento según la norma IEEE C37.23-2003 para los diferentes tipos de ensamble de barra en A.C y D.C son:

Tabla 38. Niveles de aislamiento para barras de fase aislada.

Valor máximo de voltaje KV, (rms)	Nivel de aislamiento			
	Voltaje a frecuencia industria (KV rms)		Resistencia de corriente Continua en seco,(KV)	Resistencia al impulso tipo rayo (KV pico)
	Seco,(1 min)	Rocío, (10s)		
15.5	50	50	-	110
27	60	60	-	125
38	80	70	-	150

Tabla 39. Niveles de aislamiento para barras de fase no segregada.

Valor máximo de voltaje KV, (rms)	Nivel de aislamiento			
	Voltaje a frecuencia industria (KV rms)		Resistencia de corriente Continua en seco,(KV)	Resistencia al impulso tipo rayo (KV pico)
	Seco,(1 min)	Rocío, (10s)		
0.635	2.2	-	3.1	-
4.76	19	15	27	60
8.25	36	24	50	95
15	36	24	50	95
15.5	50	30	-	110
27	60	40	-	125
38	80	70	-	150

Tabla 40. Niveles de aislamiento para barras de fase segregada.

Valor máximo de voltaje KV, (rms)	Nivel de aislamiento			
	Voltaje a frecuencia industria (KV rms)		Resistencia de corriente Continua en seco,(KV)	Resistencia al impulso tipo rayo (KV pico)
	Seco,(1 min)	Rocío, (10s)		

15.5	50	30	-	110
27	60	60	-	125
38	80	70	-	150

3.2.5.1.3 Corriente nominal

Es el valor de corriente máximo rms para barras en A.C o el valor D.C para barras de corriente continua a frecuencia industrial la cual puede ser conducida de manera continua por los componentes de circuito primario, incluidos las barras y conexiones sin que aparezcan valores de temperatura que excedan los límites admisibles en los siguientes casos:

- a) Cualquier componente del circuito primario o secundario.
- b) Cualquier parte estructural, junta o medio de aislamiento.

Tabla 41. Valores de corriente nominal, (rms), para buses de barra de fase aislada auto-enfriada.

Valores de corriente		
1200	7000	16000
2000	8000	18000
3000	9000	20000
4000	10000	22000
5000	12000	24000
6000	14000	-

Tabla 42. Valores de corriente nominal, (rms), para buses de barra de fase segregada y no-segregada auto-enfriadas.

Valores de voltaje máximo (KV)					
0.635 ac y todos dc	4.46	8.25 y 15	15.5	27	38
600	-	-	-	-	-
1200	1200	1200	1200	1200	1200
1600	-	-	-	-	-
2000	2000	2000	2000	2000	2000
2500	-	-	2500	2500	2500
3000	3000	3000	3000	3000	3000
3200	-	-	3500	-	-
4000	4000	4000	4000	-	-
-	-	-	4500	-	-
5000	5000	5000	5000	-	-
-	-	-	5500	-	-
6000	6000	6000	6000	-	-
8000	-	-	-	-	-
10000	-	-	-	-	-
12000	-	-	-	-	-

Para equipamiento metal-clad la norma IEEE C37.20.2-1999 especifica los siguientes valores de corriente nominal para barras: 1200, 2000, 3000A.

3.2.5.1.4 Resistencia a corriente nominal momentánea

Es el valor rms máximo total que una barra puede soportar, se tomará el valor máximo determinado por la envolvente durante el primer ciclo de onda de corriente incluyendo la componente de corriente continua durante un periodo de 10 ciclos a menos que este tiempo se limite debido a la acción de dispositivos de protección.

Tabla 43. Valores de resistencia de corriente momentánea para barras de fase segregada y no segregada según norma IEEE C37.23.

Valor de voltaje máximo (KV ac)	Valor de resistencia de corriente de tiempo corto (KA rms simétrica)	Valor de resistencia de corriente momentánea	
		(KA rms Simétrica)	(KA pico)
0.635	22	29	51
	42	56	97
	65	86	150
	85	113	196
4.76	31.5	49	82
	40	62	104
	50	78	130
	63	98	164
8.25	40	62	104
15	20	31	52
	25	39	65
	31.5	49	82
	40	62	104
	50	78	130
	63	98	164
15.5	20.1	31	52
	31.5	49	82
	40	62	104
27	16	25	45
	25	39	65
38	16	25	42
	25	39	65
	31.5	49	82
	40	62	104

Para el caso de barras de fase aislada los valores de resistencia de corriente momentánea tanto simétrica como asimétrica solo serán requeridas siempre y cuando aquí se vaya a conectar equipamiento.

3.2.5.1.5 Resistencia a corriente nominal de corta duración.

Es el valor rms promedio de la componente simétrica de corriente que una barra de fase segregada y no segregada puede soportar durante 2 segundos con tensiones superiores a 0.635 kV, para barras de fase aislada se utiliza el valor de 1 o 2 segundos para valores superiores a 0.635kV.

En el caso de barras D.C es el valor rms promedio de la componente simétrica de corriente que puede soportar durante un periodo de 250 milisegundos.

Los valores estandarizados se pueden ver en las tablas 45 y 46.

3.2.6 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA [21]

El diseño de un sistema de puesta a tierras debe cumplir con dos objetivos principales tanto en condiciones de operación normal como en condiciones de falla del sistema:

- 1) Proporcionar un medio eficiente de disipación de corriente eléctrica a tierra sin que se excedan los límites de corriente para el funcionamiento de equipos.
- 2) Asegurar que las personas que se encuentran cerca de instalaciones conectadas a tierra no tengan el riesgo de sufrir descargas eléctricas peligrosas.

3.2.6.1 Definiciones

La norma IEEE Std. 80-2000 presenta las siguientes definiciones:

3.2.6.1.1 d.c offset

Es la diferencia entre la onda de corriente simétrica y la onda de corriente real durante un fenómeno transitorio. Matemáticamente la corriente de falla real se divide en dos componentes, una componente alterna simétrica y una componente

unidireccional o continua, (D.C), la cual puede tener cualquier polaridad y esta no cambiara pero será decreciente durante un periodo determinado.

3.2.6.1.2 Factor de decremento

Es un factor de ajuste que utilizado junto con el parámetro de falla simétrica dan seguridad al cálculo de sistemas de tierra. Determina un equivalente rms de la onda asimétrica actual durante un periodo de fallo, (t_f), debido a la desviación causada por la componente D.C y su atenuación durante el fallo.

3.2.6.1.3 Corriente eficaz asimétrica de falla

Es el valor rms de la onda de corriente asimétrica, durante el periodo que dura la falla. La corriente eficaz asimétrica de falla se puede determinar de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_F = D_F \times I_f \quad (3.37)$$

Donde:

I_F : Corriente eficaz asimétrica de corriente de falla en amperios.

I_f : Valor rms de corriente simétrica de falla a tierra en amperios.

D_f : Factor de decremento.

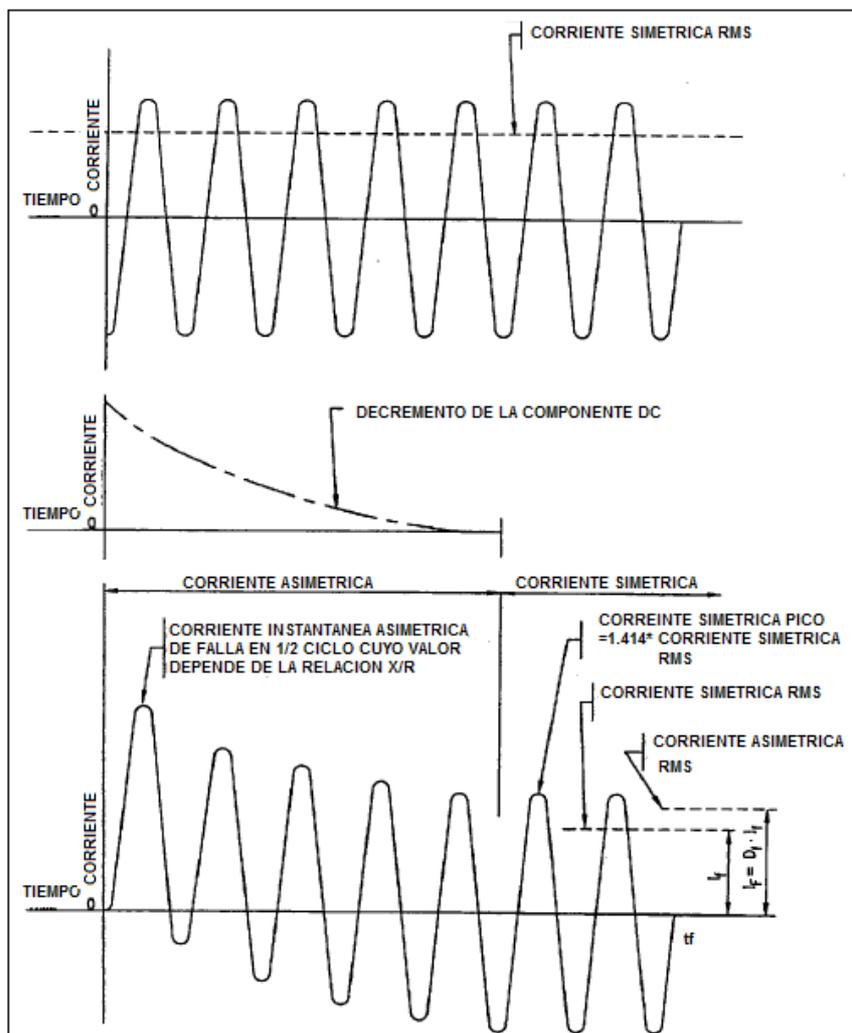


Figura 51. Relación entre valor actual de corriente de falla y valores de I_F , I_f y D_f para una duración de falla t_f [21].

3.2.6.1.4 Corrientes de envolvente metálica, (metal-enclosure)

Son corrientes que aparecen por voltajes inducidos en las envolventes metálicas debido a corrientes que fluyen por conductores dentro o cerca de la envolvente.

3.2.6.1.5 Factor de división de corriente de falla

La inversa de la relación entre la corriente de falla simétrica y aquella porción de corriente que fluye entre la malla de tierra y la tierra circundante.

$$S_f = \frac{I_g}{3I_0} \quad (3.38)$$

Donde:

S_f : Factor de división de corriente de falla.

I_g : Valor rms de corriente simétrica de malla en amperios.

I_0 : Corriente de falla de secuencia cero en amperios.

3.2.6.1.6 Aumento de potencial de tierra, (GPR)

Es el potencial máximo que una malla de puesta a tierra en una subestación puede alcanzar con relación a un punto de conexión a tierra distante. El voltaje del GPR es igual a la corriente máxima de malla de puesta a tierra por la resistencia de la malla.

3.2.6.1.7 Corriente máxima de malla de puesta a tierra

Valor máximo de corriente para el que se diseña la malla de puesta a tierra y se obtiene con la siguiente expresión:

$$I_G = D_f \times I_g \quad (3.39)$$

Donde:

I_G : Corriente máxima de malla de puesta a tierra.

D_f : Factor de decremento para toda la duración de la falla, t_f , dada en segundos.

I_g : Valor rms de corriente simétrica de malla de puesta a tierra en amperios.

Tabla 44. Valores típicos de Df.

Duración de falla, tf		Factor de decremento, Df			
Segundos	Ciclos a 60 Hz	X/R=10	X/R=20	X/R=30	X/R=40
0.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.1	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.2	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.3	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.4	24	1.033	1.064	1.095	1.25
0.5	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1	60	1.013	1.026	1.039	1.052

3.2.6.1.8 Voltaje de malla de puesta a tierra

El voltaje de contacto máxima dentro de una malla de puesta a tierra.

3.2.6.1.9 Voltaje de contacto metal a metal.

Diferencia de potencial entre los objetos metálicos o estructuras de una subestación por contacto mano a mano o por contacto mano pie.

3.2.6.1.10 Voltaje de paso

Diferencia de potencial de superficie experimentada entre los pies de una persona ubicados a 1m uno del otro sin que cualquier objeto se encuentre conectado a tierra.

3.2.6.1.11 Reactancia subtransitoria

Valor de reactancia de un generador en la iniciación de una falla la cual se utiliza para el cálculo de corrientes simétricas iniciales de falla. La corriente disminuye continuamente pero se le considera constante y con una duración aproximada de 0.05 segundos después iniciado el fallo.

3.2.6.1.12 Corriente simétrica de malla de puesta a tierra

Valor de corriente simétrica de falla que fluye entre la malla de puesta a tierra y la tierra circundante. Dicha corriente puede calcularse de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_g = S_f \times I_f \quad (3.40)$$

Donde:

I_g : Valor rms de corriente simétrica de malla de puesta a tierra en amperios.

I_f : Valor rms corriente simétrica de falla a tierra en amperios.

S_f : Factor de división de corriente de falla.

3.2.6.1.13 Corriente simétrica de falla a tierra

Valor eficaz máximo de corriente simétrica de falla en el instante de iniciación de la falla a tierra, representa el valor eficaz de la componente simétrica en el primer semiciclo de la onda de corriente que se desarrolla después del fenómeno de falla en el instante cero.

Para fallas fase-tierra se cumple:

$$I_{f(0+)} = 3I''_0 \quad (3.41)$$

Donde:

$I_{f(0+)}$: Valor rms inicial de corriente simétrica de falla tierra.

I''_0 : Valor rms de corriente simétrica de secuencia cero al instante de iniciación de la falla, la cual se refleja en las reactancias subtransitorias de máquinas rotativas las cuales aportan a la falla.

A la corriente rms simétrica de falla se le suele abreviar como I_f o solo se le hace referencia como $3I_0$.

Para encontrar I_0 se puede utilizar la siguiente expresión:

$$I_0 = \frac{E}{X_0 + X_1 + X_2} \quad (3.42)$$

Donde:

X_0, X_1, X_2 : Son reactancias de secuencia cero, positiva y negativa respectivamente equivalentes del sistema.

E: Voltaje fase-neutro expresado en Voltios

3.2.6.1.14 Voltaje de toque

Diferencia de potencial entre el aumento de potencial de tierra, (GPR), y el potencial de superficie en el punto donde una persona está de pie mientras toca con la mano una estructura conectada a tierra.

3.2.6.1.15 Relación X/R

Relación entre la reactancia y resistencia de un sistema, la cual es indicativa de la velocidad de reducción de cualquier desviación de la componente D.C.

3.2.6.2 Diseño de sistema de puesta a tierra para una subestación

La norma IEEE Std.80-2000 describe un procedimiento para el diseño del sistema de puesta a tierra el cual se describe a continuación:

Paso 1.- El mapa de la propiedad y plano de ubicación general de la subestación debe proporcionar una buena estimación del área destinada para malla de tierra.

Mediante una prueba de resistividad del terreno se determinará el perfil de resistividad del suelo y el modelo de suelo necesario que puede ser uniforme o de dos capas. Estos estudios son necesarios tanto para determinar la composición del suelo en general así como la homogeneidad de este.

A continuación se muestran algunos tipos de suelos y sus respectivas resistividades:

Tabla 45. Tipos de suelos y sus resistividades aproximadas [44].

NATURALEZA DEL TERRENO	Resistividad en $\Omega \cdot m$
Terrenos Pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba Húmeda	5 a 100
Arcilla Plástica	50
Marga y Arcillas Compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena Arcillosa	50 a 500
Arena Silicea	200 a 300
Suelo Pedregoso Cubierto de Césped	300 a 500
Suelo Pedregoso Desnudo	1,500 a 3,000
Calizas Blandas	100 a 300
Calizas Compactas	1,000 a 5,000
Calizas Agrietadas	500 a 1,000
Pizarras	50 a 300
Roca de Mica o Cuarzo	500 a 5000
Granito y Gres procedentes de Alteraciones	1,500 a 10,000
Roca Ígnea	5,000 a 15,000

Paso 2.- Determinación del calibre del conductor tomando en consideración que deberá soportar la corriente máxima de falla, $3I_0$, durante el tiempo t_C de despeje de la falla.

Para determinar el calibre del conductor utilizaremos la siguiente expresión, (norma IEEE Std.80-2000):

$$I = A_{mm^2} \sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_C \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right)} \quad (3.43)$$

Donde:

I : Valor rms de la corriente en kA.

A_{mm^2} : Sección transversal de conductor de la malla de puesta a tierra en mm^2

T_m : Temperatura máxima admisible en $^{\circ}C$.

T_a : Temperatura ambiente en $^{\circ}C$.

T_r : Temperatura de referencia para constantes del material en $^{\circ}C$.

α_0 : Coeficiente térmico de resistividad a $0^{\circ}C$ en $1/^{\circ}C$.

α_r : Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r en $1/^{\circ}C$.

ρ_r : Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia T_r en $\mu\Omega - cm$.

K_0 : $1/\alpha_0$ o $(1/\alpha_r) - T_r$ en $^{\circ}C$.

t_c : Duración de la corriente en segundos.

TCAP: Capacidad térmica por unidad de volumen según la tabla 53, $J/(cm^3 \cdot ^{\circ}C)$.

Tabla 46. Constantes de materiales.

Descripción	Conductividad del material (%)	Factor α a $20^{\circ}C$	K_s al $0^{\circ}C$ ($0^{\circ}C$)	Temperatura de fusión T_m ($^{\circ}C$)	ρ_r $20^{\circ}C$ ($\mu\Omega \cdot cm$)	Factor de capacidad térmica por unidad de volumen (d) TCAP [$J/(cm^3 \cdot ^{\circ}C)$]
Cobre recocido suave inmersión	100,00	0,00393	234	1083	1,72	3,42
Cobre comercial inmersión dura	97,0	0,00381	242	1084	1,78	3,42
Alambre de acero revestido de cobre	40,0	0,00378	245	1084	4,40	3,85
Alambre de acero revestido de cobre	30,0	0,00378	245	1084	5,86	3,85
Barra de acero revestido de cobre	20,0	0,00378	245	1084	8,62	3,85
Acero 1020	10,8	0,00160	605	1510	15,90	3,28
Barra revestida de acero inoxidable	9,8	0,00160	605	1400	17,50	4,44
Barra de acero galvanizado	8,6	0,00320	293	419	20,10	3,93
Acero inoxidable 304	2,4	0,00130	749	1400	72,00	4,03

A partir de la ecuación (3.30) de manera alternativa se obtiene la ecuación para la obtención de la sección transversal del conductor, la cual se presenta a continuación:

$$A_{mm^2} = I \cdot \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (3.44)$$

Paso 3.- Determinación de tensiones tolerables de toque y de paso dadas por las siguientes expresiones:

$$E_{paso} = (R_B + 6C_S \cdot \rho_S) \cdot \frac{0.157}{\sqrt{t_S}} \quad (3.45)$$

$$E_{toque} = (R_B + 1.5C_S \cdot \rho_S) \cdot \frac{0.157}{\sqrt{t_S}} \quad (3.46)$$

Donde:

R_B : Resistencia del cuerpo humano, aproximadamente 1000 Ω .

C_S : Factor de corrección por contacto del pie con la superficie.

ρ_S : Resistividad del material superficial en Ω -m.

t_S : Duración de la corriente de shock en segundos.

El valor de C_S puede ser obtenido mediante la siguiente expresión:

$$C_S = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_S}\right)}{2h_S + 0.09} \quad (3.47)$$

Donde:

h_S : Espesor del material superficial en m.

ρ : Resistividad del suelo en Ω -m.

El tiempo t_S está basado en decisiones del diseñador tomando en cuenta que este tiempo debe ser menor al tiempo en que la exposición a una corriente provoque fibrilación ventricular en una persona.

Paso 4.- En el diseño preliminar se debe verificar un bucle que rodee a la mayor área de tierra posible provista de conductores transversales adecuadas para facilitar la conexión de equipos al sistema de tierra tomando en cuenta la separación entre ellas y los lugares de utilización de varillas de puesta a tierra basada en el valor de corriente I_G .

Paso 5.- Se debe estimar la resistencia preliminar del sistema de puesta a tierra tomando en cuenta para el diseño preliminar que las estimaciones sean las más precisas.

La resistencia preliminar puede ser determinada mediante dos métodos:

- 1) Método simplificado.- Se estima considerando una placa circular sobre un suelo uniforme.

$$R_g = \rho \left(\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right) \quad (3.48)$$

Donde:

R_g : Resistencia de tierra de la subestación en Ω .

ρ : Resistividad del suelo en Ω -m.

A: Área ocupada por la malla de puesta a tierra en m^2 .

L_T : Longitud total de conductores enterrados en m.

h : Profundidad de la malla de puesta a tierra en m.

- 2) Ecuación de Schwarz's.- Esta modelación del sistema de puesta a tierra considera la interacción de resistencias de la malla de puesta a tierra, varillas y mutua entre estos elementos dentro de un suelo de constitución homogénea.

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m} \quad (3.49)$$

Donde:

R_1 : Resistencia de los conductores de la malla de tierra en Ω .

R_2 : Resistencia de todas las varillas de puesta a tierra en Ω .

R_m : Resistencia mutua entre el grupo de conductores de malla de puesta, R_1 , y el grupo de varillas de tierra, R_2 , en Ω .

Las resistencias de los conductores, varillas y mutua de malla de puesta a tierra se obtienen con las siguientes ecuaciones:

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{2L_c}{a'} \right) + \frac{k_1 \cdot L_c}{\sqrt{A}} - k_2 \right] \quad (3.50)$$

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi n_R L_R} \left[\ln \left(\frac{4L_R}{b} \right) - 1 + \frac{2k_1 \cdot L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_R} - 1)^2 \right] \quad (3.51)$$

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{2L_c}{L_r} \right) + \frac{k_1 \cdot L_c}{\sqrt{A}} - k_2 + 1 \right] \quad (3.52)$$

Donde:

ρ : Resistividad del suelo en Ω -m.

L_c : Longitud total de todos los conductores conectados a la red en m.

a' : Es $\sqrt{a \cdot 2h}$ para conductores enterrados a una profundidad h en metros, o es a para conductores de tierra sobre la superficie en m.

$2a$: Diámetro del conductor en m.

A: Área cubierta por los conductores en m^2 .

L_r : Longitud de cada varilla en m.

$2b$: Diámetro de la varilla en m.

n_R : Numero de varillas colocadas en el área A.

k_1, k_2 : Coeficientes, (mirar figura 68).

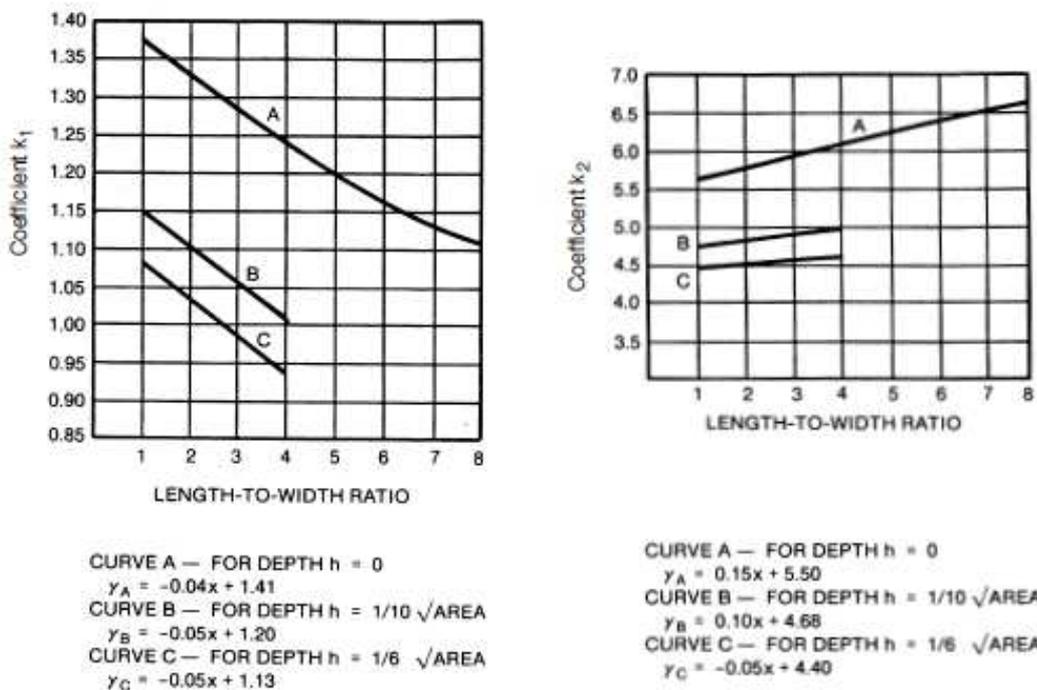


Figura 52. Coeficientes k_1 y k_2 de las formulas de Schwarz's.

Paso 6.- Se determina la corriente I_G como se observó en párrafos anteriores. Para evitar el sobredimensionamiento del sistema de puesta a tierra se debe utilizar la corriente total $3I_0$ que fluirá a través de la red al sistema de puesta a tierra, sin embargo se debe considerar a I_G como la peor condición de falla para cualquier expansión futura.

Paso 7.- Si el GPR del diseño preliminar está por debajo del voltaje de contacto tolerable, no es necesario mayor análisis y sólo se debe facilitar conductores adicionales para la conexión de los equipos.

Para determinar GPR utilizamos la siguiente expresión:

$$GPR = I_G \cdot R_g \quad (3.53)$$

Paso 8.- los cálculos de voltajes de malla y de paso se pueden realizar por métodos aproximados para suelos uniformes antes descritos o mediante métodos informáticos, (para más información revisar norma IEEE Std.80-2000 incisos 16.5 y 16.8).

Dentro de estos cálculos se debe tomar en cuenta la geometría de la malla de puesta a tierra y factores debidos al entierro de los conductores en el terreno.

Dichos factores se pueden encontrar según las siguientes expresiones:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad (3.54)$$

Donde:

K_h : Factor de corrección por la profundidad de enterramiento de malla.

h : Profundidad de malla de puesta a tierra.

h_0 : Profundidad de referencia de malla de tierra igual a 1m.

$$K_i = 0.644 + 0.148 \cdot n \quad (3.55)$$

Donde:

K_i : Factor de corrección por geometría de malla.

$n: n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$ Donde a su vez se tiene:

$$n_a = \frac{2 \cdot L_C}{L_p} \quad (3.56)$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} \quad (3.57)$$

$$n_c = \left[\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{\frac{0.7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}} \quad (3.58)$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \quad (3.59)$$

Donde:

L_C : Longitud del conductor de malla.

L_p : Longitud del perímetro de la malla.

L_x : Longitud máxima de la malla en el eje x.

L_y : Longitud máxima de la malla en el eje y.

D_m : Máxima distancia entre dos puntos.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{\frac{2}{n}}} \quad (3.60)$$

Donde:

K_{ii} : Factor de corrección por ubicación de electrodos tipo varilla.

La ecuación 3.60 se utiliza para mallas de tierra sin electrodos, para el caso de tener electrodos $K_{ii} = 1$.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16h \cdot d} + \frac{(D+2h)^2}{8D \cdot d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right] \quad (3.61)$$

Donde:

K_m : Factor de espaciamiento para voltaje de malla.

d : Diámetro del conductor de malla en m.

D : Espaciamiento entre conductores paralelos de malla en m.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad (3.62)$$

Donde:

K_s : Factor de espaciamiento para voltaje de paso.

De acuerdo a lo anterior se puede calcular el voltaje de paso y contacto.

$$E_{paso} = \rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot \frac{I_g}{L} \quad (3.63)$$

$$E_{toque} = \rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot \frac{I_g}{L} \quad (3.64)$$

Paso 9.- Si el voltaje de malla calculada está por debajo del voltaje de contacto tolerable, el diseño está completo. En el caso de que el voltaje de malla calculada es mayor que el voltaje de contacto tolerable el diseño debe ser revisado.

Paso 10.- Si el voltaje de toque es menor que el valor de voltaje admisible, el diseño necesita solo los refinamientos necesarios para dar acceso a las zonas de equipamiento. En caso de que los valores no cumplan, el diseño debe ser revisado.

Paso 11.- Si cualquiera de los valores de voltaje tanto de toque como de paso supera los límites admisibles se debe realizar necesariamente la revisión del diseño. Las revisiones pueden incluir pequeñas distancias entre conductores, varillas adicionales de tierra etc.

Para mejorar el diseño del sistema de puesta a tierra se puede recurrir a lo siguiente:

- a) *Disminución de la resistencia total de la red:* Una reducción de la resistencia total de la red disminuirá los valores de GPR y por lo tanto el voltaje máxima de transferida. La manera más efectiva para reducir la resistencia de la mallas de puesta a tierra es aumentar el área ocupada por ésta, en caso de tener una restricción en el área, se puede aumentar la profundidad de las varillas, para perforar capas más profundas de tierra.
- b) *Reducción en la distancia de los conductores.-* Al reducir la distancia de entre conductores se puede reducir potenciales peligrosos. Otro problema puede ser los potenciales respecto al perímetro especialmente si la subestación es pequeña, sin embargo es posible enterrar más la malla de puesta a tierra y alejarla de la cerca o perímetro y así impedir contactos peligrosos. Otra forma de impedir gradientes elevados en el perímetro es aumentar la densidad de varillas, (número de varillas), en el perímetro o el calibre del conductor de malla.

- c) *Desviar la mayor parte de la corriente de falla.*- Esto se logra conectando los cable de tierra arriba de las líneas de transmisión o disminuyendo las resistencia de las zapatas de torre en la proximidad de la subestación, esto servirá para derivar parte de la corriente de falla pero se debe tener precaución con los gradientes que se produzcan en las zapatas.
- d) *Limitar el valor de corriente de falla.*- Siempre que sea posible el limitar el valor de corriente de falla esto disminuirá el GPR proporcionalmente. Hay que tomar en cuenta que si una reducción de la corriente de falla se hace posible aumentando el tiempo de exposición a esta, puede ser más que una ayuda un peligro mayor.
- e) *Impedir acceso para áreas peligrosas.*- El limitar el acceso en áreas de peligro reducirá el riesgo del personal.

Paso 12.- Si el diseño ya cumple con todos los valores de tensiones lo que resta es considerar conductores o varillas adicionales para conexión de los equipos por ejemplo para neutro de transformador o pararrayos tomando también valores de tensiones transferidas por estos equipos que pueden ser peligrosos.

CAPITULO 4

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE EQUIPAMIENTO BLINDADO METAL-CLAD [15]

4.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

En el presente capítulo se realizará la evaluación económica en base a las características técnicas del equipamiento metal-clad conforme a las características del proyecto.

Para efectuar la evaluación se debe diferenciar los diferentes tipos de posiciones de una subestación tales como²²:

- Posición de línea P (L/T).
- Posición de transformador P (XT).
- Posición de transferencia o acoplamiento P (BY).

Específicamente para equipamiento blindado tipo metal-clad una posición constituye un módulo o celda junto con todos sus componentes es decir interruptor automático, instrumentos de medida, pararrayos, relés, seccionadores de puesta a tierra y la porción de barra incluida en la unidad.

4.2 COMPONENTES DE COSTO

Para el estudio económico, el costo de una instalación básicamente está compuesto por los siguientes costos:

- Costo de equipamiento y materiales.
- Costo del terreno y de obras civiles.
- Costo de potencia y energía.

²² Información tomada de LOMA SALAS; Patricio Iván; “Aplicación de equipo blindado metal-clad en sistemas de distribución”; Tesis de Grado-EPN.

4.2.1 COSTO DE EQUIPAMIENTO Y MATERIALES.

Los costos de equipamiento y materiales corresponden a:

- ✓ Costo FOB, (Free On Board), del equipo y materiales, los cuales constituyen los valores de venta de los productos en su lugar de origen más el costo de los fletes, seguros y otros gastos necesarios para hacer llegar la mercancía hasta aduana de salida.
- ✓ Costos adicionales, los cuales pueden ser por flete marítimo, nacionalización, transporte interno, equipo auxiliar, supervisión de montaje, ingeniería y administración, montaje impuestos y seguros, etc.

4.2.2 COSTO DEL TERRENO Y OBRAS CIVILES

Los costos del terreno y obras civiles corresponden a:

- ✓ Costo del terreno propiamente dicho.
- ✓ Costo de las obras civiles como movimientos de tierra, fundaciones e instalaciones como cerramientos, casetas de control y guardianía.

Se debe tener en cuenta que el costo de terreno podrá variar dependiendo del lugar en donde éste se ubique, además existe la posibilidad de encontrar precios especiales para empresas eléctricas al momento de comprar un terreno destinados para subestaciones, es por esto que este costo se lo considera como una variable dentro de la evaluación.

4.2.3 COSTOS DE POTENCIA Y ENERGÍA

Los costos de potencia y energía se encuentran relacionados con la confiabilidad del sistema y el efecto económico que representa las interrupciones de servicio, es decir el costo que representa la potencia no cubierta y la energía no servida.

La potencia no servida se encontrará en función del número de interrupciones y el valor de potencia que se interrumpe mientras que la energía no servida estará en función del número, duración de las interrupciones así como de la potencia comprometida.

Para determinar el grado de confiabilidad de una subestación convencional y de tipo blindado metal-clad se utilizarán las tablas 47 y 48, las cuales permiten obtener el número de averías, (KT), y la duración de la interrupción, (HT).

Hay que tener en cuenta que las tablas 47 y 48 se encuentran dadas para subestaciones convencionales, por lo tanto se deben hacer algunas consideraciones para su aplicación en equipo blindado de tipo metal-clad, en lo referente a confiabilidad y duración de cada avería.

- ✓ Para un equipo de tipo blindado metal-clad, la probabilidad de falla se encuentra entre el 10 y 20%²³ de la probabilidad de falla de una subestación de tipo convencional, y esto se debe al tipo de construcción de las celdas metal-clad ya que todos sus elementos se encuentran confinados y aislados dentro de la celda, lo que protege a dichos elementos de fallas externas las cuales según estudios son las que afectan en mayor cantidad a subestaciones. En lo concerniente a fallas internas de los elementos éstos poseen la misma probabilidad de falla de un equipo de tipo convencional con la ventaja de la construcción modular que permite el desmontaje sólo del modulo fallado sin afectar los demás módulos.
- ✓ Lo referente a la duración de reparación de algún elemento, debida a una falla en el equipo blindado de tipo metal-clad se considera mayor en un 50%, [15], que la duración en equipo de subestación convencional, y esto se debe a que el tipo de montaje de una subestación de tipo blindada es más compleja que la de una subestación convencional debido al número de elementos que conforman una celda y al procedimiento de armado de las celdas, lo que representa mayor tiempo al desmontar un componente fallado de un cubículo metal-clad en comparación con el desmontaje de algún elemento en una subestación de tipo convencional.

²³ Datos extraídos de LOMA SALAS; Patricio Iván; “Aplicación de equipo blindado metal-clad en sistemas de distribución”; Tesis de Grado-EPN.

Tabla 47. Tipos de averías en esquemas de una sola barra. [15]

TIPO DE AVERIA	PROBAB. OCURRENCIA AVERIA		NUMERO ANUAL DE AVERIAS		DURACION CADA AVERIA		TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION	
	DENOMINAC.	($\frac{AV.}{AÑO}$)	DENOMINAC.	VALOR	DENOMINAC.	VALOR (HORAS)	DENOMINAC.	VALOR (HORAS)
EN LA BARRA	P_1	0.02	G_1	$P_1 \times b \times \frac{P_1}{P_T}$	t_1	120	H_1	$G_1 \times t_1$
EN POSICIONES DE INTERRUPCION	GRAVE	0.02	$G_{31} (*)$	$P_{31} \times M (*) \times \frac{P_1}{P_T}$	t_{31}	360	$H_{31} (*)$	$G_{31} (*) \times t_{31} \times \frac{P_2 (*)}{P_1}$
	LEVE	0.05	$G_{32} (*)$	$P_{32} \times M (*) \times \frac{P_1}{P_T}$	t_{32}	24	$H_{32} (*)$	$G_{32} (*) \times t_{32} \times \frac{P_2 (*)}{P_1}$
	TOTAL		$G_3 (*)$	$G_{31} (*) + G_{32} (*)$			$H_3 (*)$	$H_{31} (*) + H_{32} (*) + 0.5 G_3 (*)$
T O T A L			K_T	$G_1 + G_3$			H_T	$H_1 + H_3$

b = NUMERO DE BARRAS

M = NUMERO DE POSICIONES DE INTERRUPCION

P_1 = POTENCIA ASOCIADA A LA BARRA

P_2 = POTENCIA ASOCIADA A LA POSICION DE INTERRUPCION

P_T = POTENCIA TOTAL DE LA SUBESTACION

MAY QUE TOMAR EN CUENTA LA POSICION DE INTERRUPCION, SI ES POSICION DE TRANSFORMADOR Ó DE ALIMENTACION. EL ASTERISCO (*) SERA L Ó A (SUBINDICES QUE INDICAN POSICION DE TRANSFORMADOR O DE ALIMENTACION).

Tabla 48. Tipos de averías en esquemas de varias barras. [15]

TIPO DE AVERIA	PROB. OCURRENCIA AVERIA		NUMERO ANUAL AVERIAS		DURACION C/ AVERIA		TIEMPO TOTAL INTERRUPCION	
	DENOMINAC. (AVERIA/AÑO)	VALOR (HORAS)	DENOM.	VALOR	DENOM.	VALOR (HORAS)	DENOM.	VALOR (HORAS)
EN BARRA PRINCIPAL	p 1	0.02	G 1	$p1 \times bp \times \frac{P1}{PT}$	1 1	VALORES TABLA # 1	H 1	G 1 x 1 1
EN BARRA DE TRANSFERENCIA	* p 2	0.02	G 2	$p2 \times bt \times m \times M \times \frac{P1}{PT}$	1 2	48	H 2	G 2 x 1 2
	** p' 2	0.0004	G' 2	$p'2 \times bt' \times m' \times M \times \frac{P1}{PT}$	1' 2	120	H' 2	G' 2 x 1' 2
	TOTAL		G 2 T	$G 2 + G' 2$			H 2 T	$H 2 + H' 2$
EN UNA POSICION DE INTERRUPCION	p 3	0.07	G 3	$p3 \times M \times \frac{P1}{PT}$	1 3	0.5	H 3	G 3 x 1 3
SIMULTANEA EN POSICIONES DE INTERRUPCION	* p 4	0.0004	G 4	$p4 \times N \times \frac{P1}{PT}$	1 4	48	H 4	$G4 \times 14 \times \frac{P2}{P1} + 0.5 G4$
	** p' 4	0.0002	G' 4	$p'4 \times N' \times \frac{P1}{PT}$	1' 4	360	H' 4	$G'4 \times 14 \times \frac{P2}{P1} + 0.5 G4$
	TOTAL		G 4 T	$G 4 + G' 4$			H 4 T	$H 4 + H' 4$
SIMULTANEAS EN BARRAS	p 5	0.0003	G 5	$p5 \times bt \times \frac{P1}{PT}$	1 5	120	H 5	G 5 x 1 5
T O T A L			K T	$G1 + G2T + G3 + G4T + G5$			H T	$H1 + H2T + H3 + H4T + H5$

$bt = N^{\circ}$ DE BARRAS DE TRANSFERENCIA $P1 = POT.$ ASOCIADA A LA BARRA $N = M(M-1)$
 $bp = N^{\circ}$ DE BARRAS PRINCIPALES $P2 = POT.$ ASOCIADA A UNA POSICION $N' = M-1$
 $m = \frac{48}{8760} = 0.0055$ $PT = POTENCIA TOTAL S/E$
 $M = \#$ DE POS. DE INTERRUPCION
 $m' = \frac{360}{8760} = 0.041$ * MANTENIMIENTO POSICION DE INTERRUPCION
 ** REPARACION POSICION DE INTERRUPCION

4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

A demás de los costos anteriormente mencionados se debe considerar dentro del análisis económico los siguientes costos:

- Costo anual por interrupción de servicio, (Cai).
- Costo anual de recuperación de capital, (Carc).
- Costo anual total de un esquema, (Cat).
- Valor presente de costo anual.

4.3.1 COSTO ANUAL POR INTERRUPCIÓN DE SERVICIO, (CAI).

Con los valores de número de fallas, (KT), duración de estas, (HT), y aplicando las tablas 47 y 48 se puede determinar el costo anual de pérdidas por suspensión de servicio mediante la siguiente expresión:

$$C_{ai} = KT \cdot C_{pi} \cdot P_t + HT \cdot C_{ei} \cdot P_t \quad (4.1)$$

Donde:

C_{pi} : Costo por potencia interrumpida, (\$/MW).

C_{ei} : Costo por energía interrumpida, (\$/MWh).

P_t : Potencia total de la subestación, (MW).

4.3.2 COSTO ANUAL DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL, (CARC).

Para empezar el cálculo de este costo primeramente se debe conocer el costo de cada equipo para consecuentemente hallar el costo total de la instalación, (Ci).

Otro factor que se debe tomar en cuenta es la posibilidad de nuevo equipamiento lo cual afectará el precio de los equipos debido al escalamiento de costos. El escalamiento de estos equipos se lo puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$(1 + i)^n \quad (4.2)$$

Donde:

i : Tasa de interés.

n : Años en que se instalan nuevas posiciones.

Con esto es posible obtener el valor presente del equipamiento futuro para el año de evaluación, y además se emplea el factor de valor presente de las inversiones para años posteriores.

Luego de hacer las consideraciones anteriores ya es posible obtener el costo anual uniforme equivalente debido al costo de instalación, (C_i), utilizando el factor de recuperación de capital, (F.R.C), el cual puede ser calculado según la siguiente expresión:

$$F.R.C = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4.3)$$

Donde:

i : Tasa de interés considerado.

n : Años de vida útil de la instalación.

Por último se obtiene el costo anual de recuperación de capital, (C_{arc}), mediante la siguiente expresión:

$$C_{arc} = C_i \cdot FRC \quad (4.4)$$

4.3.3 COSTO ANUAL TOTAL DE UN ESQUEMA, (CAT)

Este costo se utiliza para realizar la comparación entre las alternativas existentes siendo la mejor aquella que presente menor costo anual total. Para calcular dicho costo se utilizará la siguiente fórmula matemática:

$$CAT = C_{ai} + C_{arc} \quad (4.5)$$

4.3.4 VALOR PRESENTE DEL COSTO ANUAL

Otra manera diferente a las anteriores alternativas es la de analizar todos los costos referidos a un año de referencia para lo cual todos los costos anuales, (C_a), se llevarán al año de referencia mediante el factor de valor presente, (FVp).

$$FVp_{(Ca)} = \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \quad (4.6)$$

Donde:

n : Años de vida útil considerada.

Por ejemplo es posible calcular el valor presente del costo anual de interrupción utilizando el mismo concepto anterior.

$$Vp_{(Cai)} = FVp_{(Cai)} \cdot Cai \quad (4.7)$$

CAPITULO 5

EJEMPLO DE APLICACIÓN

En el presente capítulo se aplicarán los procedimientos de dimensionamiento y análisis económico para subestaciones de tipo blindado metal-clad descritos en capítulos anteriores, tomando como ejemplo de aplicación a la central hidroeléctrica de pequeña capacidad “VICTORIA”.

5.1 INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO “VICTORIA”

El proyecto hidroeléctrico “VICTORIA” es un proyecto perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito S.A, el cual tiene como objetivo atender el crecimiento de la demanda, mejorar los perfiles de voltaje en barras dentro de su área de influencia.

El proyecto de generación Hidroeléctrica “VICTORIA” se encuentra ubicado a 90 km al sureste de la ciudad de Quito y a 17 km de la población de Papallacta, el cual utiliza las aguas del Río Victoria para la generación de energía eléctrica mediante un conjunto de obras hidráulicas entre las que se tiene: toma de fondo, desripador o cámara de decantación, túnel de conducción a flujo libre, desarenador, tanque de presión y túnel de presión, rápida de excesos, casa de máquinas superficial ubicada a una altura de 2360 m.s.n.m en la cual se encontrarán dos turbinas tipo Pelton de 5.16 MW cada una, acopladas a sendos generadores los cuales alimentarán un transformador de elevación conectado a una subestación de tipo blindado metal-clad, además de obras de restitución de las aguas turbinadas al Río Papallacta.

5.2 INFORMACIÓN TÉCNICA BÁSICA DE LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS Y ELECTROMECAÑICOS

Las características básicas de los equipos eléctricos y electromecánicos se describen a continuación.

5.2.1 TURBINAS Y GENERADORES

Las características técnicas tanto de las turbinas como de los generadores acoplados a éstas para el proyecto hidroeléctrico Victoria se presentan a continuación:

Tabla 49. Características técnicas de turbina y generador para el proyecto hidroeléctrico Victoria

	Datos:	Unidades:	Valor:
Turbina:	N°. Unidades	2 ,tipo Pelton de 2 inyectores	-
	Potencia nominal	MW	5.16c/u
	Velocidad de rotación	rpm	900
	Velocidad neta de embalamiento	rpm	1620
	Caída neta de diseño	m	435.54
	Eficiencia a potencia nominal	%	90
Generadores:	N°. Unidades	2, tipo sincrónico	-
	Potencia nominal	MVA	5.9c/u
	Factor de potencia	%	85,atraso
	Tensión nominal	KV	6.6
	Eficiencia	%	97.5
	Frecuencia	Hz	60

5.2.2 TRANSFORMADOR DE ELEVACIÓN

Para el proyecto hidroeléctrico Victoria se definió el uso de un transformador de elevación trifásico, (diagrama unifilar del proyecto victoria, anexo 4), el cual fue dimensionado para una potencia mayor o igual a la potencia nominal de los generadores con una relación de transformación 6.6/23 KV de tipo exterior, aislado en aceite, con enfriamiento ONAN, (OA según ANSI), eficiencia de 99.5% e intercambiador de derivaciones manual de operación sin carga.

- Potencia total del grupo turbina-generador.

$$P_G = 5.9 \times 2 = 11.8 \text{ MVA}$$

- Potencia del transformador de elevación

$$\eta = 0.995$$

$P_T = 11.8MVA \approx 12MVA$, (Valor de potencia estándar, anexo 11).

$$P_T = 12 \times 0.995 = 11.94MVA$$

El lado de bajo voltaje del transformador se conectará directamente al generador mediante un grupo de cables aislados, dimensionados para el voltaje de generación, mientras que el lado de alta voltaje se conectará con la barra de 23 KV de la subestación.

5.2.3 TABLEROS METÁLICOS PARA GENERADOR Y SERVICIOS AUXILIARES

Se tendrá tres cabinas de tipo metal-clad para el control de los generadores, dos cabinas para conectar el generador al transformador de elevación y otra para cabina para servicios auxiliares. Estos tableros dispondrán de equipos y aparatos para control, medida y protección del grupo generador. Las cabinas serán de tipo interior con aislamiento en aire, barraje con aislamiento sólido y apantallado, provisto de interruptores de tipo extraíble con medio de interrupción en vacío.

5.2.4 SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares operarán con voltajes alternos de 220V/127Vac y voltajes continuos de 125Vdc los cuales serán alimentados por un transformador de tipo seco y un banco de baterías respectivamente.

El banco de baterías estará compuesto por baterías de plomo-acido, tipo planté, con estantes y accesorios, además de un cargador de baterías con rectificador de tipo estático así como un tablero de distribución de 125Vdc.

5.2.5 SUBESTACIÓN, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN AL TANQUE DE CARGA DE CAPTACIÓN

La subestación operará a un nivel de voltaje de 23KV, será de tipo blindado metal-clad con esquema de barra simple y de características similares a los tableros utilizados para generador, se alimentará desde el lado de alto voltaje del transformador de elevación, de donde saldrá una línea aérea de transmisión de 120m a 23KV, doble circuito desde la subestación hasta la actual línea de

transmisión Papallacta-Baeza. El conductor a utilizarse será de aluminio de 3/0. El hilo de guarda será de acero de 9 mm de diámetro tipo HS.

Para alimentación de la zona del desarenador y tanque de carga se utilizará una línea aérea, similar a la de 23KV, desde la barra de 6.6 KV del tablero del generador, con una longitud de 1700m. Esta línea tendrá al final un transformador para servicio del desarenador y tanque de carga. Un segundo tramo de 1200m entre el tanque desarenador y la captación, se hará a un voltaje alterno de 220V.

5.3 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS DE SUBESTACIÓN BLINDADA TIPO METAL-CLAD PARA EL PROYECTO HIDROELÉCTRICO VICTORIA

En la presente sección se calcularán los parámetros eléctricos necesarios para determinación de las características con las cuales se seleccionarán los equipos de subestación.

Dichos equipos se instalarán a una altura aproximada de 2360 m.s.n.m por lo que se hace necesario definir factores de corrección por altitud, (FCA), determinados por interpolación de acuerdo a datos extraídos del anexo N°3.

Tabla 50. Factores de corrección por altitud para el proyecto hidroeléctrico Victoria.

Altura, (m.s.n.m)	FCA para aislamiento	FCA para corriente nominal
2360	0.864	0.971

5.3.1 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA EL PROYECTO HIDROELÉCTRICO VICTORIA

El presente estudio se realizará mediante el paquete computacional Digsilent Power Factory con el cual se simulará y analizará el comportamiento del sistema eléctrico Papallacta tras el ingreso de la central hidroeléctrica Victoria con el cual se espera mejorar los perfiles de voltaje en barras de las instalaciones que conforman su área de influencia.

Para el análisis se considerará un rango aceptable de variación de voltaje de $\pm 5\%$ del voltaje nominal.

Luego de realizada la simulación así como la corrida de flujos, (Anexo 8), se obtienen los siguientes resultados para los casos que se mencionan a continuación:

- a) Sistema sin central hidroeléctrica Victoria con compensación reactiva conectada en Baeza.

Tabla 51. Resultado de flujos de potencia para sistema sin central Victoria.

Barra	Nivel de voltaje, (KV)	Voltaje en barra,(KV)	% de Vn
Tumbaco	23	23.23	101
Pifo 1	23	22.15	96.30
Pifo 2	46	45.00	97.83
Novopan	23	21.80	94.78
Papallac.1	46	45.09	98.02
Papallac.2	23	23.48	102.09
Loreto 1	23	23.73	103.17
Loreto 2	4.16	4.11	98.80
Victoria 1	6.6	0.00	0.00
Victoria 2	23	22.80	99.13
Baeza	23	22.45	97.61
Cosanga	23	22.22	96.61
Sta.Rosa de Quijos	23	21.53	93.61

Se puede observar que sin el ingreso de la central hidroeléctrica Victoria y con ayuda de compensación reactiva, el perfil de voltaje en barras, si bien se encuentra dentro de los límites permisibles, la mayoría se encuentra con valores bajos respecto al voltaje nominal siendo los casos más críticos, Novopan y Sta. Rosa de Quijos encontrándose ésta última fuera de los límites permisibles, (Anexo 8A).

- b) Sistema con central hidroeléctrica Victoria sin compensación reactiva conectada en Baeza.

Tabla 52. Resultado de flujos de potencia para sistema con central Victoria.

Barra	Nivel de voltaje, (KV)	Voltaje en barra,(KV)	% de Vn
Tumbaco	23	23.21	100.91
Pifo 1	23	23.96	104.17
Pifo 2	46	47.38	103.00
Novopan	23	23.63	102.74
Papallac.1	46	47.54	103.35
Papallac.2	23	23.23	101.00
Loreto 1	23	23.48	102.09
Loreto 2	4.16	4.07	97.84
Victoria 1	6.6	6.5	98.48
Victoria 2	23	23.75	103.26
Baeza	23	23.05	100.22
Cosanga	23	22.83	99.26
Sta.Rosa de Quijos	23	22.15	96.30

Puede observarse tras el ingreso de la central hidroeléctrica Victoria una mejoría sustancial en los perfiles de voltaje de barras del sistema, sin embargo este aumento en el valor de voltaje causa una sobrecarga en los transformadores de Papallacta y Pifo, (Anexo 8B).

- c) Sistema sin central hidroeléctrica Loreto sin compensación reactiva conectada en Baeza, (caso de contingencia 1).

Tabla 53. Resultado de flujos de potencia para sistema sin central Loreto y sin compensación reactiva.

Barra	Nivel de voltaje, (KV)	Voltaje en barra,(KV)	% de Vn
Tumbaco	23	22.8	99.13
Pifo 1	23	23.14	100.61
Pifo 2	46	45.91	99.80
Novopan	23	22.80	99.13
Papallac.1	46	46.07	100.15
Papallac.2	23	23.47	102.04
Loreto 1	23	0	0.00
Loreto 2	4.16	0	0.00
Victoria 1	6.6	6.57	99.55
Victoria 2	23	24	104.35

Baeza	23	23.31	101.35
Cosanga	23	23.09	100.39
Sta.Rosa de Quijos	23	22.42	97.48

Para el caso de contingencia 1, salida de la central Loreto podemos observar que el sistema resiste satisfactoriamente manteniendo los voltajes de barra dentro de los límites permisibles, (Anexo 8C).

- d) Sistema sin central hidroeléctrica Papallacta sin compensación reactiva conectada en Baeza, (caso de contingencia 2).

Tabla 54. Resultado de flujos de potencia para sistema sin central Papallacta y sin compensación reactiva.

Barra	Nivel de voltaje, (KV)	Voltaje en barra,(KV)	% de Vn
Tumbaco	23	22.81	99.17
Pifo 1	23	22.5	97.83
Pifo 2	46	44.74	97.26
Novopan	23	21.80	94.78
Papallac.1	46	44.81	97.41
Papallac.2	23	21.78	94.70
Loreto 1	23	22.04	95.83
Loreto 2	4.16	3.83	92.07
Victoria 1	6.6	6.71	101.67
Victoria 2	23	22.81	99.17
Baeza	23	22.47	97.70
Cosanga	23	22.24	96.70
Sta.Rosa de Quijos	23	21.55	93.70

El caso de contingencia 2, salida de la central Papallacta, constituye la más crítica de las analizadas, al evidenciar una caída en los valores de voltaje en la mayoría de las barras del sistema siendo los casos más graves, Novopan, Papallacta 2, Loreto 2 y Sta. Rosa de Quijos, cuyos voltajes se encuentran fuera del límite permisible, (Anexo 8D).

5.3.2 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS PARA LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA VICTORIA

Al igual que para el estudio de flujos de potencia el estudio de cortocircuitos se realizará mediante el paquete computacional Digsilent Power Factory para el cual se tomará un escenario con demanda máxima.

Tras la simulación se obtienen los siguientes resultados:

a) Falla monofásica

Tabla 55. Corrientes y potencias de cortocircuito monofásico para la central Victoria.

Barra	Skk max (MVA)	Ikk max (kA)	Skk min (MVA)	Ikk min (kA)
Tumbaco	60.392	4.548	54.532	4.107
Pifo 1	11.679	0.879	9.921	0.747
Pifo 2	11.44	0.431	9.948	0.371
Novopan	8.865	0.668	7.552	0.569
Papallac.1	11.516	0.434	9.988	0.376
Papallac.2	35.698	2.688	29.87	2.249
Loreto 1	21.984	1.656	18.272	1.376
Loreto 2	16.276	6.777	14.497	6.036
Victoria 1	52.392	13.749	47.195	12.386
Victoria 2	45.163	3.401	37.358	2.813
Baeza	12.395	0.933	10.613	0.799
Cosanga	5.478	0.413	4.517	0.34
Sta.Rosa de Quijos	5.693	0.429	4.887	0.368

b) Falla trifásica.

Tabla 56. Corrientes y potencias de cortocircuito trifásico para la central Victoria

Barra	Skk max (MVA)	Ikk max (kA)	Skk min (MVA)	Ikk min (kA)
Tumbaco	190.55	4.78	171.98	4.32
Pifo 1	42.82	1.07	35.46	0.89
Pifo 2	40.69	0.51	34.44	0.43
Novopan	34.09	0.86	28.34	0.71
Papallac.1	39.01	0.49	32.22	0.42
Papallac.2	84.46	2.12	70.94	1.78
Loreto 1	59.9	1.5	49.78	1.25

Loreto 2	36.45	5.06	32.31	4.48
Victoria 1	155.78	13.63	140.26	12.27
Victoria 2	104.43	2.62	86.38	2.17
Baeza	46.23	1.16	39.17	0.98
Cosanga	21.39	0.54	17.28	0.34
Sta.Rosa de Quijos	24.08	0.6	20.45	0.51

Resumen para el proyecto Hidroeléctrico Victoria.

Tabla 57. Corrientes máximas y mínimas de cortocircuito para la central Victoria

Tipo de falla	I _{kk} max (kA)	I _{kk} min (kA)
Trifásica	2.62	2.17
Monofásica	3.401	2.813

Tabla 58. Corrientes pico de cortocircuito para la central Victoria

Tipo de falla	I _{kk} pico (kA)
Trifásica	6.533
Monofásica	8.477

5.3.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Los interruptores automáticos a utilizarse en la subestación para la central hidroeléctrica Victoria serán de tipo interior extraíble, para cabina de tipo blindado metal-clad, con medio de extinción en vacío, y cuyos parámetros serán los siguientes:

- Corriente nominal.- Para la determinación de la corriente nominal del interruptor y de la instalación se utiliza la ecuación (3.19)

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_f}$$

Donde:

$S=12\text{MVA}$, (Potencia correspondiente al transformador y por ende de la subestación).

$$V_f = 23 \text{ KV}$$

$$I_n = \frac{12}{\sqrt{3} \cdot 23} = 301.22 \text{ A}$$

Corrección por altitud:

$$I_n = 301.22 \times 0.971 = 292.48 \approx 315 \text{ A}, \text{ (Según IEC 60059).}$$

- Corriente inicial de cortocircuito.- Debido a que en el estudio de cortocircuito se obtuvo la corriente pico de cortocircuito para la determinación de la corriente inicial de cortocircuito se utiliza la ecuación (3.22) y para la de terminación de la constante k la ecuación (3.23) para $R/X=0.9$, (dato de generador de Central Victoria entregado por EEQ.SA).

$$k \cong 1.02 + 0.98 \cdot e^{-\left(\frac{3R}{X}\right)} = 1.02 + 0.98 \cdot e^{-(3 \cdot 0.9)} = 1.086$$

$$I_p = k \sqrt{2} \cdot I_k''$$

$$I_k'' = \frac{I_p}{k \cdot \sqrt{2}} = \frac{8.477}{1.086 \cdot \sqrt{2}} = 5.52 \text{ KA}$$

- Capacidad de corte.- Para esto utilizaremos la ecuación (3.21) con un factor $\mu = 0.75$ obtenido de la figura 52.

$$I_b = \mu \cdot I_k'' = 0.75 \cdot 5.52 = 4.14 \approx 5 \text{ KA}, \text{ (Según IEC 60059).}$$

- Nivel básico de aislamiento, (BIL).- El nivel básico de aislamiento se toma según la tabla 19 para un valor de voltaje nominal de 23 kV y un valor de voltaje máximo de 38kV, considerando la corrección por altura, con lo que se tiene:

$$BIL = \frac{150 \text{ kV}}{0.864} = 173.61 \approx 200 \text{ kV}, \text{ (Según IEC 60964).}$$

- Nivel de aislamiento a baja frecuencia, (60Hz).- De acuerdo a la tabla 19 aplicado el factor de corrección por altitud se tiene:

$$BF = \frac{80kV}{0.864} = 92.59 \approx 95kV, \text{ (Según IEC 60964).}$$

Los valores de nivel de básico de aislamiento y de aislamiento de baja frecuencia serán los mismos para todos los elementos de la subestación.

Las especificaciones técnicas de los interruptores automáticos se describen a continuación:

- Voltaje nominal: 23KV
- Corriente nominal de operación continua: 315A
- Frecuencia: 60Hz
- Número de polos: 3
- Nivel básico de aislamiento, (BIL): 200KV
- Nivel de aislamiento a baja frecuencia, (60Hz): 95KV
- Capacidad de corte: 5 KA
- Voltaje nominal de control: 125 Vdc.

5.3.4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Para determinar las especificaciones técnicas para estos transformadores es necesario determinar el burden por lo que se debe determinar la capacidad de los elementos que se conectarán a dichos equipos tanto para protección como para medición.

Las funciones básicas que debe tener un IED para medición y protección de una celda metal-clad estándar son:

Tabla 59. IED's de medición y protección mínimos para celda blindada.

Voltímetro
Watímetro
Amperímetro
Relé de sobrecorriente instantáneo, (50)
Relé de sobrecorriente de tiempo, (51)
Relé diferencial, (87)

Además del equipo IED es necesario considerar la impedancia del cable que conectará a los equipos con el transformador, para lo que la norma ANSI/IEEE C37.20.2 recomienda cable de calibre 10 AWG tipo XHHW con aislamiento retardante de flama, temperatura nominal de 90°C y el cual tendrá una longitud aproximada de 2,5 m, con una impedancia $Z=3.6 \Omega\text{-km}^{24}=0.009 \Omega\text{-m}$

Para el ejemplo se tomara el dato de potencia del relé multifunción REF 615 de ABB cuyo burden es 13W²⁵ o 11.7VA.

5.3.4.1 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente serán fabricados de resina moldeada a alta presión de tal manera que las bobinas y el núcleo se encuentren recubiertas totalmente.

- Voltaje nominal: 23KV.
- Frecuencia: 60Hz
- Relación de transformación: 400/5A, (ANSI/IEEE C37.20.2)
- Cálculo del Burden para medición:
 - Cable: $0.009 * 5^2 = 0.225\text{VA}$

²⁴ Valor extraído de Catálogo de cables LATINCASA.pdf .

²⁵ Valor extraído de Guía de producto; Protección de alimentador REF 615 ANSI; ABB;pdf.

Total 11.925VA

TP:

- Según norma ANSI C57.13: burden W para 12.5VA con precisión 0.3
- Según norma IEC 60044: 3P con precisión 0.3.

5.3.5 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA PARARRAYOS

Los pararrayos serán de tipo polimérico de tipo estación intermedia para instalación en celda blindada de tipo metal-clad instalación interior.

Para estos pararrayos se tendrán las siguientes características:

- Voltaje nominal de sistema, (línea-tierra): $\frac{23}{\sqrt{3}}KV = 13.29KV$
- Voltaje de funcionamiento continuo, (Uc): 15KV
- Con lo anterior se cumple la ecuación (3.32)

$$U_c \geq \frac{U_s}{\sqrt{3}}$$

$$15KV \geq 13.29KV$$

- Sobrevoltaje temporal equivalente, (TOV).- El máximo sobrevoltaje se calculará de acuerdo a la ecuación (3.34) donde k=1.2 según tabla 38.

$$U_t = \frac{k \cdot U_s}{\sqrt{3}} = \frac{1.2 \cdot 23}{\sqrt{3}} = 15.93KV$$

- Sobrevoltaje temporal equivalente.- Para el sobrevoltaje temporal equivalente se utilizará la ecuación (3.33) para un $T_t=0.1s$ y $m=0.02$.

$$U_{eq} = U_t \left(\frac{T_t}{10} \right)^m = 15.93 \left(\frac{0.1}{10} \right)^{0.02} = 14.53KV$$

- Línea de fuga.- Se utilizará la ecuación (3.36) y un nivel de contaminación ligero con lo que $L=16mm/KV$, además del factor de corrección por altitud.

$$L_{fuga(m.m)} = U_{S(kV)} \times L_{fuga\ nominal\ minima(m.m/kV)}$$

$$L_{fuga(m.m)} = 23 \times 16 = 368 / 0.864 \approx 426mm$$

- Corriente nominal de descarga.- $I_n = 5KA$, (Según tabla 36).
- Conexión de pararrayo: Fase – Tierra

Selección de pararrayos según norma ANSI C62.11, (Anexo 10)

- Voltaje máximo de operación continua, (MCOV): 12.7KV
- Capacidad de sobrevoltajes temporales, (TOV): 19.8KV por 0.1 seg
- Máximo voltaje de descarga de frente de onda, (FOW): 43.7KV
- Máximo voltaje de descarga para una onda de $8 \times 20 \mu s$ con corriente de impulso de:

5KA-----37KV

5.3.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA SECCIONADORES

Las especificaciones técnicas corresponden a seccionadores de línea y de puesta a tierra para cabinas metal-clad de la subestación

Las características eléctricas son:

- Voltaje nominal: 23KV
- Corriente nominal de operación continua: 315A
- Frecuencia: 60Hz
- Número de polos: 3
- Operación: Manual

5.3.7 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA BARRAS COLECTORAS

Las barras colectoras atravesarán por completo a todas las celdas que comprendan la subestación de 23KV, de fase no segregada, totalmente aisladas y encerradas por paneles metálicos conectados a tierra.

Todas las uniones con las barras principales se encontrarán recubiertas con pintura plateada para mejorar el contacto eléctrico, además los pernos a utilizarse para la unión deberán ser recubiertos de una capa de zinc plateada las cuales además deberán tener sus respectivas tapas de material aislante para un correcto aislamiento eléctrico.

Las características eléctricas de las barras serán:

- Voltaje nominal: 23KV
- Corriente nominal de operación continua: 386A, (Anexo 12).
- Sección: Tubular, (Anexo 12).
- Material: Aluminio con recubrimiento de cobre, (Anexo 12).
- Diámetro: 16 mm, (Anexo 12).
- Sección: 201 mm^2 , (Anexo 12).
- Frecuencia: 60Hz
- Número de polos: 3

5.3.8 BARRA DE TIERRA DE LAS CABINAS

La barra de tierra de cabina será de cobre, la cual atravesará la totalidad de la celda y se interconecta con la barra de otras celdas formando una sola barra de tierra para toda la instalación. Este sistema de barra se conecta con la malla de tierra de la subestación formando de esta manera un solo sistema de tierra con los cubículos.

Se ubican en la parte inferior de las celdas, con una sección rectangular de 30 X 5 mm. con una capacidad de corriente 447 A, (Anexo 12), y con conexión con los contactos de tierra para los interruptores automáticos.

Las uniones se encuentran plateadas para mejorar el contacto eléctrico y se ensamblan mediante pernos de zinc plateado.

5.3.9 TABLERO DE CONTROL

El tablero de control se ubicará en la parte frontal de la puerta del compartimiento de bajo voltaje y el cual debe albergar todos los equipos de medición, protección, luces indicadoras etc.

En la actualidad y con el avance de la tecnología se ha logrado unificar todos esos equipos en un solo dispositivo el cual permite tener todas las funciones anteriores en uno solo dispositivo el cual al igual que los otros dispositivos se ubica en la parte frontal de la puerta del compartimiento de bajo voltaje.

Dicho dispositivo o dispositivos, cualquiera sea el caso, se encuentran conectados con cables instalados en ductos desde el compartimiento de bajo voltaje y se dirigen a los diferentes dispositivos, equipos, elementos y compartimientos de la celda metal-clad.

5.3.10 TRANSFORMADOR PARA SERVICIO DE LAS CELDAS

El transformador será trifásico de tipo seco con relación de transformación 6.6KV/220-127VAC, se alimentará desde el generador, se ubicará en una celda individual, y servirá tanto a las celdas del generador como a las celdas de la subestación.

Para el dimensionamiento del transformador para servicio de celda se considerará: calefacción, alumbrado de compartimientos, lámparas indicadoras, interruptor automático, relé multifunción y equipos afines a éste.

La potencia del transformador se definirá posteriormente con los equipos totalmente definidos y seleccionados, siendo la potencia aproximada según catálogo 15KVA para celdas metal-clad para 23KV.

5.3.11 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra se ubicara bajo la casa de máquinas debido a que tanto los equipos de la subestación así como los de la central de generación se

encontrarán dentro de ésta, por lo que necesitan conexión directa al sistema de puesta a tierra.

El sistema de puesta a tierra y específicamente la malla de puesta a tierra tendrá las dimensiones adecuadas para ubicarse por debajo de la casa de máquinas tratando siempre de que sea lo más simétrica posible para evitar gradientes peligrosos.

Para el diseño de la malla de puesta a tierra se tomarán los siguientes datos:

- Tiempo máximo de despeje de falla: 0.5 seg
- Profundidad de la malla de puesta a tierra: 0.5m
- Resistividad del suelo: 100 Ω -m, (suelo arcilloso compacto)
- Resistividad del piso: 3000 Ω -m, (suelo de grava o concreto)
- Calibre conductor de malla de puesta a tierra: #2/0 AWG=67.42 mm^2
- Dimensiones de casa de máquinas: 32.50x17.90 m.
- Dimensiones de malla de tierra: 29x16 m más malla de transformador 6x5 m.
- Corriente de cortocircuito: 3.401 KA

La malla de puesta a tierra será con geometría rectangular con conductores que atraviesan tanto longitudinalmente como transversalmente de forma equidistante.

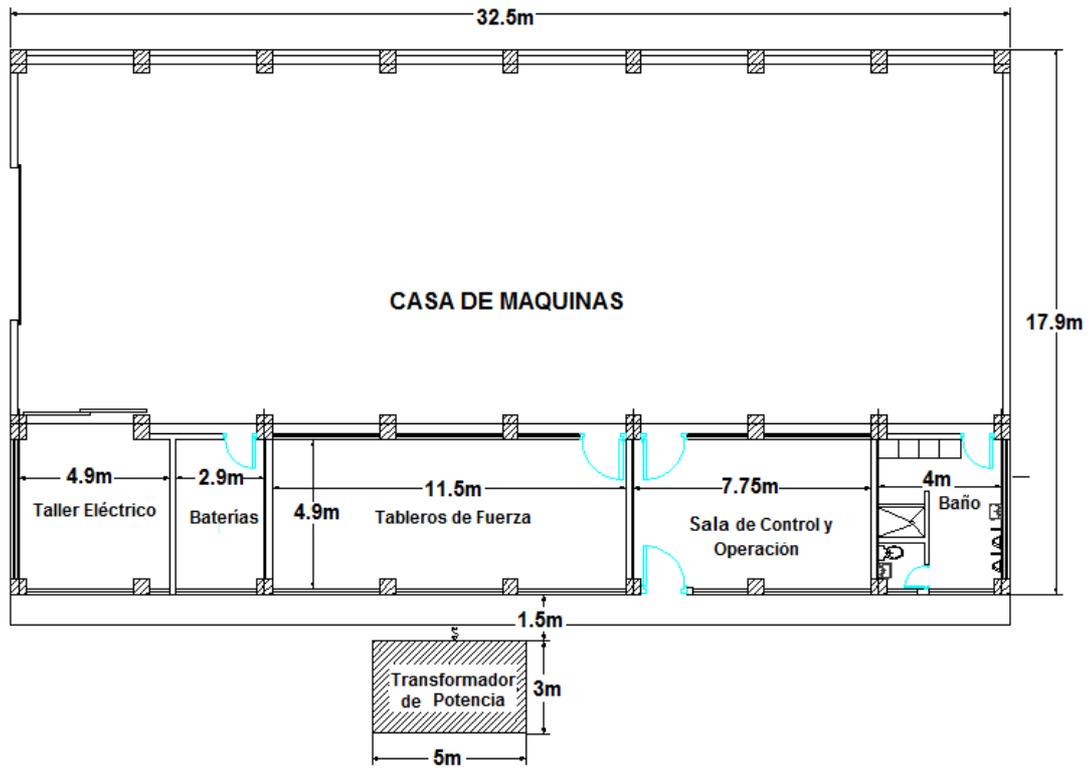


Figura 53. Dimensiones de casa de máquinas.

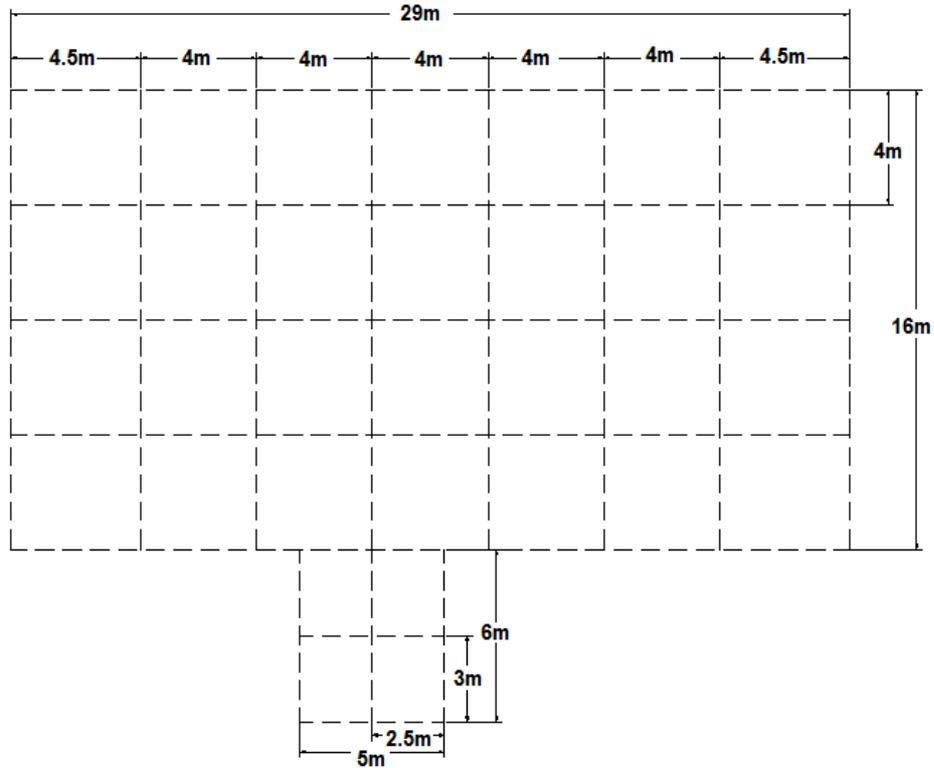


Figura 54. Geometría preliminar de la malla de tierra.

- Longitud total de conductor: 301 m
- Área de casa de máquinas: $581.75 m^2$
- Área de malla de tierra: $494 m^2$

Para determinar la corriente simétrica máxima de falla que soporta la malla de puesta a tierra durante 3 segundos se utilizará la ecuación (3.43):

$$I = A_{mm^2} \sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right)}$$

Mediante la tabla 46 se elige cobre revestido de alambre de acero, (copper-clad steel wire), de 40% de conductividad a una temperatura ambiente de $40^\circ C$, (valor de temperatura por seguridad).

$$I = 67.42 \sqrt{\left(\frac{3.85 \times 10^{-4}}{3 \times 0.00378 \times 4.40} \right) \ln \left(\frac{245 + 1084}{245 + 40} \right)}$$

$$I = 7.868 KA$$

Ahora para determinar la voltaje de toque y paso se utilizarán las ecuaciones (3.47), (3.45) y (3.46) considerando $h_s = 0.15m$.

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0.09}$$

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{100}{3000} \right)}{2 \cdot 0.15 + 0.09} = 0.77$$

$$E_{paso} = (R_B + 6C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{paso} = (1000 + 6 \cdot 0.77 \cdot 3000) \cdot \frac{0.157}{\sqrt{0.5}} = 3299.39V$$

$$E_{toque} = (R_B + 1.5C_S \cdot \rho_S) \cdot \frac{0.157}{\sqrt{t_S}}$$

$$E_{toque} = (1000 + 1.5 \cdot 0.77 \cdot 3000) \cdot \frac{0.157}{\sqrt{0.5}} = 991V$$

Se calcula la resistencia preliminar de la malla de puesta a tierra utilizando la ecuación (3.48).

$$R_g = \rho \left(\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right)$$

$$R_g = 100 \left(\frac{1}{301} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 494}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.5\sqrt{20/494}} \right) \right) = 2.25\Omega$$

Ahora se calculará la corriente simétrica de falla para la malla de puesta a tierra, (I_g), mediante la ecuación (3.26) y utilizando la tabla 44 para una duración la falla de 0.5 segundos y una relación X/R=20, considerando que la corriente I_G será igual a la corriente de cortocircuito del sistema de 23KV.

$$I_G = D_f \cdot I_g$$

De la figura 51 se tiene que para una duración de falla de 0.5 segundos y una relación X/R=20 el factor de decremento D_f es 1.052, con lo que despejando la expresión anterior se tiene:

$$I_g = \frac{I_G}{D_f} = \frac{3401}{1.052} = 3.232KA$$

Ahora se determinarán los voltajes de paso y contacto considerando la geometría y características de enterramiento de la malla de puesta a tierra.

- Factor de corrección por profundidad de enterramiento de la malla:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0.5}{1}} = 1.224$$

- Factor de corrección por geometría de malla:

$$L_c = 301\text{m}; L_p = 102\text{ m}; L_x = 29\text{ m}; L_y = 16\text{ m}; D_m = 33.12\text{ m}$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = \frac{2 \cdot 301}{102} = 5.9$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{102}{4 \cdot \sqrt{494}}} = 1.071$$

$$n_c = \left[\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{\frac{0.7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}} = \left[\frac{29 \cdot 16}{494} \right]^{\frac{0.7 \cdot 494}{29 \cdot 16}} = 0.954$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} = \frac{33.12}{\sqrt{29^2 + 16^2}} = 0.99$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = 5.9 \cdot 1.071 \cdot 0.954 \cdot 0.99 = 5.97$$

$$k_i = 0.644 + 0.148 \cdot 5.97 = 1.53$$

- Factor de corrección por ubicación de electrodos tipo varilla.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{\frac{2}{n}}} = \frac{1}{(2 \cdot 5.97)^{\frac{2}{5.97}}} = 0.435$$

- Factor de espaciado para voltaje de malla

$$D = 4\text{ m}; d = 0.0105\text{ m}.$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16h \cdot d} + \frac{(D + 2h)^2}{8D \cdot d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \frac{8}{\pi(2n - 1)} \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{4^2}{16 \cdot 0.5 \cdot 0.0105} + \frac{(4 + 2 \cdot 0.5)^2}{8 \cdot 4 \cdot 0.0105} - \frac{0.5}{4 \cdot 0.0105} \right) + \frac{0.435}{1.224} \cdot \ln \frac{8}{\pi(2 \cdot 5.97 - 1)} \right]$$

$$K_m = 0.798$$

- Factor de espaciamiento para voltaje de paso.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot 0.5} + \frac{1}{4 + 0.5} + \frac{1}{4} (1 - 0.5^{5.97-2}) \right] = 0.463$$

Luego de obtenidos los factores debidos a la geometría y características de enterramiento de la malla de puesta a tierra se obtienen la voltaje de paso y de contacto.

$$E_{paso} = \rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot \frac{I_g}{L}$$

$$E_{paso} = 100 \cdot 0.463 \cdot 1.53 \cdot \frac{3232.9}{301} = 737.47V$$

$$E_{toque} = \rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot \frac{I_g}{L}$$

$$E_{toque} = 100 \cdot 0.798 \cdot 1.53 \cdot \frac{3232}{301} = 1310V$$

Debido a que el voltaje de contacto o toque es mayor que la permitida se debe reconfigurar la malla de puesta a tierra.

Para mejorar el voltaje de contacto se adicionará conductores transversales y paralelos además de electrodos de tipo varilla, ubicadas en el perímetro y en el interior de la malla de puesta a tierra, ubicadas de manera simétrica.

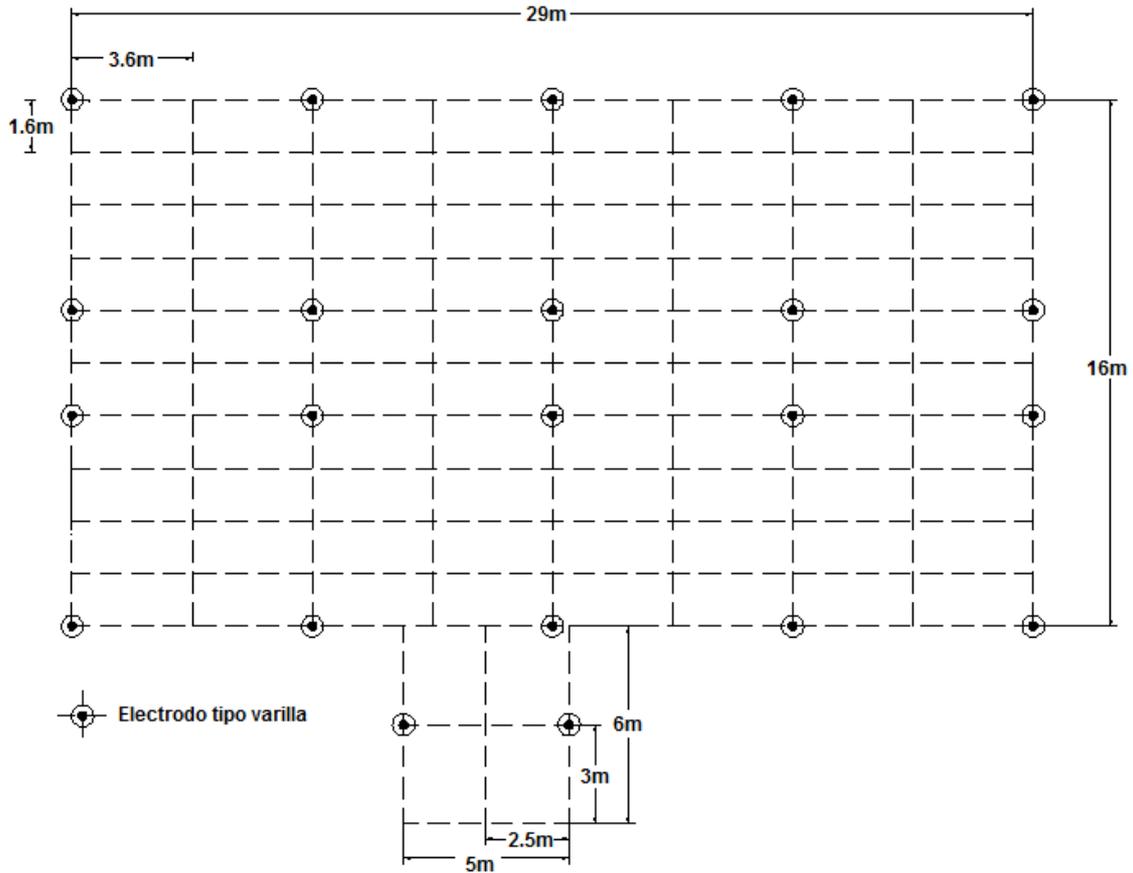


Figura 55. Reconfiguración de la malla de tierra.

Se recalcula los parámetros necesarios.

- Resistencia de malla de puesta a tierra para $L = 463$

$$R_g = \rho \left(\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right)$$

$$R_g = 100 \left(\frac{1}{463} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 494}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.5\sqrt{20/494}} \right) \right) = 2.12 \Omega$$

- Factor de corrección por geometría de malla:

$$L_c = 463 \text{ m}; L_p = 102 \text{ m}; L_x = 29 \text{ m}; L_y = 16 \text{ m}; D_m = 33.12 \text{ m}$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = \frac{2 \cdot 463}{102} = 9.07$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{102}{4 \cdot \sqrt{494}}} = 1.071$$

$$n_c = \left[\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{\frac{0.7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}} = \left[\frac{29 \cdot 16}{494} \right]^{\frac{0.7 \cdot 494}{29 \cdot 16}} = 0.954$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} = \frac{33.12}{\sqrt{29^2 + 16^2}} = 0.99$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = 9.07 * 1.071 * 0.954 * 0.99 = 10.25$$

$$k_i = 0.644 + 0.148 \cdot 10.25 = 2.16$$

- Factor de corrección por ubicación de electrodos tipo varilla.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{\frac{2}{n}}} = \frac{1}{(2 \cdot 10.25)^{\frac{2}{10.25}}} = 0.55$$

- Factor de espaciamiento para voltaje de malla

$$D = 1.6 \text{ m}; d = 0.0105 \text{ m.}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16h \cdot d} + \frac{(D + 2h)^2}{8D \cdot d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{1.6^2}{16 \cdot 0.5 \cdot 0.0105} + \frac{(1.6 + 2 \cdot 0.5)^2}{8 \cdot 1.6 \cdot 0.0105} - \frac{0.5}{4 \cdot 0.0105} \right) + \frac{0.55}{1.224} \cdot \ln \frac{8}{\pi(2 \cdot 10.25 - 1)} \right]$$

$$K_m = 0.43$$

- Factor de espaciamiento para voltaje de paso.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot 0.5} + \frac{1}{1.6 + 0.5} + \frac{1}{1.6} (1 - 0.5^{10.25-2}) \right] = 0.67$$

Luego de obtenidos los factores debidos a la geometría y características de enterramiento de la malla de puesta a tierra se obtienen la voltaje de paso y de contacto.

$$E_{paso} = \rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot \frac{I_g}{L}$$

$$E_{paso} = 100 \cdot 0.67 \cdot 2.16 \cdot \frac{3232}{463} = 1010.22V$$

$$E_{toque} = \rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot \frac{I_g}{L}$$

$$E_{toque} = 100 \cdot 0.43 \cdot 2.16 \cdot \frac{3232}{463} = 648.35V$$

Como se puede observar las tensiones de paso y toque se encuentran dentro de los límites con lo que el diseño de la malla de puesta a tierra no necesita rectificación.

5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

En la presente sección se analizará desde un punto de vista económico el uso de equipamiento metal-clad al compararlo con una instalación de características similares de tipo convencional.

5.4.1 CALCULO DEL NÚMERO ANUAL DE AVERÍAS, (KT), Y TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN, (HT).

El cálculo, tanto del número anual de averías así como el tiempo total de interrupción se realizará empleando las fórmulas descritas en la tabla 47 donde:

- b= Número de barras.
- M=Número de posiciones de interrupción.
- P_1 =Potencia asociada a la barra.
- P_2 =Potencia asociada a la posición de interrupción.
- P_T =Potencia total de la subestación;
- L= Posición de transformador.

- A= Posición de alimentador.

a) Instalación de tipo convencional

$$b=1 \quad P_1 = 1 \quad P_T = 1 \quad M_L = 1 \quad M_A = 2 \quad P_{2L} = 1 \quad P_{2A} = 1/2$$

$$G_1 = 0.02 * 1 * \frac{1}{1} = 0.02 \quad H_1 = 0.02 * 120 = 2.4$$

$$G_{31L} = 0.02 * 1 * \frac{1}{1} = 0.02 \quad H_{31L} = 0.02 * 360 * \frac{1}{1} = 7.2$$

$$G_{32L} = 0.05 * 1 * \frac{1}{1} = 0.05 \quad H_{32L} = 0.05 * 24 * \frac{1}{1} = 1.2$$

$$G_{3L} = 0.02 + 0.05 = 0.07 \quad H_{3L} = 7.2 + 1.2 = 8.4$$

$$G_{31A} = 0.02 * 2 * \frac{1}{1} = 0.04 \quad H_{31A} = 0.04 * 360 * \frac{1}{2} = 7.2$$

$$G_{32A} = 0.05 * 2 * \frac{1}{1} = 0.1 \quad H_{32A} = 0.1 * 24 * \frac{1}{2} = 1.2$$

$$G_{3A} = 0.04 + 0.1 = 0.14 \quad H_{3A} = 7.2 + 1.2 = 8.4$$

$$G_3 = 0.07 + 0.14 = 0.21 \quad H_3 = 8.4 + 8.4 = 16.8$$

$$KT = 0.02 + 0.21 = 0.23 \frac{\text{Averías}}{\text{año}} \quad HT = 2.4 + 16.8 = 19.2 \frac{\text{Horas}}{\text{año}}$$

b) Instalación de tipo blindado metal-clad

Debido a que la probabilidad de falla de una instalación metal-clad fluctúa en un rango de 10 al 20% de la probabilidad de una instalación convencional, se realizará el análisis para 10%, 15% y 20% de la probabilidad de falla de una instalación de tipo convencional.

- Probabilidad de falla de 10%.

$$b=1 \quad P_1 = 1 \quad P_T = 1 \quad M_L = 1 \quad M_A = 2 \quad P_{2L} = 1 \quad P_{2A} = 1/2 \quad t = 1.5 t_{convencional}$$

$$G_1 = 0.002 \quad H_1 = 0.002 * 1.5 * 120 = 0.36$$

$$G_{31L} = 0.002 \quad H_{31L} = 0.002 * 1.5 * 360 * \frac{1}{1} = 1.08$$

$$G_{32L} = 0.005 \quad H_{32L} = 0.005 * 1.5 * 24 * \frac{1}{1} = 0.18$$

$$G_{3L} = 0.002 + 0.005 = 0.007 \quad H_{3L} = 1.08 + 0.18 = 1.26$$

$$G_{31A} = 0.004 \quad H_{31A} = 0.004 * 1.5 * 360 * \frac{1}{2} = 1.08$$

$$G_{32A} = 0.01 \quad H_{32A} = 0.01 * 1.5 * 24 * \frac{1}{2} = 0.18$$

$$G_{3A} = 0.004 + 0.01 = 0.014 \quad H_{3A} = 1.08 + 0.18 = 1.26$$

$$G_3 = 0.007 + 0.014 = 0.021 \quad H_3 = 1.26 + 1.26 = 2.52$$

$$KT = 0.002 + 0.021 = 0.023 \frac{\text{Averías}}{\text{años}} \quad HT = 0.36 + 2.52 = 2.88 \frac{\text{Horas}}{\text{año}}$$

- Probabilidad de falla de 15%.

$$b=1 \quad P_1 = 1 \quad P_T = 1 \quad M_L = 1 \quad M_A = 2 \quad P_{2L} = 1 \quad P_{2A} = 1/2 \quad t = 1.5 t_{\text{convencional}}$$

$$G_1 = 0.003 \quad H_1 = 0.003 * 1.5 * 120 = 0.54$$

$$G_{31L} = 0.003 \quad H_{31L} = 0.003 * 1.5 * 360 * \frac{1}{1} = 1.62$$

$$G_{32L} = 0.0075 \quad H_{32L} = 0.0075 * 1.5 * 24 * \frac{1}{1} = 0.27$$

$$G_{3L} = 0.003 + 0.0075 = 0.0105 \quad H_{3L} = 1.62 + 0.27 = 1.89$$

$$G_{31A} = 0.006 \quad H_{31A} = 0.006 * 1.5 * 360 * \frac{1}{2} = 1.62$$

$$G_{32A} = 0.015 \quad H_{32A} = 0.015 * 1.5 * 24 * \frac{1}{2} = 0.27$$

$$G_{3A} = 0.006 + 0.015 = 0.021 \quad H_{3A} = 1.62 + 0.27 = 1.89$$

$$G_3 = 0.021 + 0.0105 = 0.0315 \quad H_3 = 1.89 + 1.89 = 3.78$$

$$KT = 0.003 + 0.0315 = 0.0345 \frac{\text{Averías}}{\text{años}} \quad HT = 0.54 + 3.78 = 4.32 \frac{\text{Horas}}{\text{año}}$$

- Probabilidad de falla de 20%.

$$b=1 \quad P_1 = 1 \quad P_T = 1 \quad M_L = 1 \quad M_A = 2 \quad P_{2L} = 1 \quad P_{2A} = 1/2 \quad t = 1.5 t_{\text{convencional}}$$

$$G_1 = 0.004 \quad H_1 = 0.004 * 1.5 * 120 = 0.72$$

$$G_{31L} = 0.004 \quad H_{31L} = 0.004 * 1.5 * 360 * \frac{1}{1} = 2.16$$

$$G_{32L} = 0.01 \quad H_{32L} = 0.01 * 1.5 * 24 * \frac{1}{1} = 0.36$$

$$G_{3L} = 0.004 + 0.01 = 0.014 \quad H_{3L} = 2.16 + 0.36 = 2.25$$

$$G_{31A} = 0.008 \quad H_{31A} = 0.008 * 1.5 * 360 * \frac{1}{2} = 2.16$$

$$G_{32A} = 0.02 \quad H_{32A} = 0.02 * 1.5 * 24 * \frac{1}{2} = 0.36$$

$$G_{3A} = 0.008 + 0.02 = 0.028 \quad H_{3A} = 2.16 + 0.36 = 2.52$$

$$G_3 = 0.014 + 0.028 = 0.042 \quad H_3 = 2.52 + 2.52 = 5.04$$

$$KT = 0.004 + 0.042 = 0.046 \frac{\text{Averías}}{\text{años}} \quad HT = 0.72 + 5.04 = 5.76 \frac{\text{Horas}}{\text{año}}$$

En la siguiente tabla se resumen los valores obtenidos:

Tabla 60. Resumen de resultados.

Subestación tipo Convencional		
	KT(<i>Averías/año</i>)	HT(<i>Horas/año</i>)
	0.23	19.2
Subestación tipo Metal-Clad		
	KT(<i>Averías/año</i>)	HT(<i>Horas/año</i>)
10%	0.023	2.88
15%	0.0345	4.32
20%	0.046	5.76

5.4.2 COSTO DE MATERIALES Y EQUIPOS

Para el análisis de costos de materiales y equipos se considerará que los equipos tienen una vida útil de 30 años y además dichos costos se dividirán en:

- 1) Costos FOB de los equipos y materiales.
- 2) Otros costos o costos adicionales.

Los costos adicionales que se considerarán, como un porcentaje de los precios FOB son:

- Flete marítimo 15%,
- Nacionalización y transporte interno 10%,
- Equipos auxiliares 8%,
- Supervisión de montaje 5%,
- Ingeniería y administración 20%,
- Impuestos y seguros 15 %,
- Montaje, el cual se obtendrá tomando en cuenta los costos que se cobran comúnmente en las subestaciones del país.

Los costos que constan en la tabla 61 y 62, se tomaron del portal de compras públicas de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

a) Subestación convencional de 23KV para proyecto “Victoria”, (\$US).

Tabla 61. Costos de equipamiento convencional.

Posición de Alimentador			
Descripción	Cantidad	Costo Unitario	Total
Disyuntor	2	22400	44800
Seccionador 3 columnas	4	7050	28200
Pararrayos	6	120	720
TP's	6	2000	12000
TC's	6	2000	12000
Tableros de control	1	7000	7000
Total FOB			104720
<u>Otros costos</u>			
Flete Marítimo			15708
Nacio. Y trasn. Inter.			10472
Equipo auxiliar			8377.6
Superv. de Montaje			5236
Ingeniería y Admin.			20944
Impuestos y Seguros			15708
Montaje			1500
Total Otros Costos			77945.6
TOTAL			182665.6
Posición de Transformador			
Descripción	Cantidad	Costo Unitario	Total
Disyuntor	1	22400	22400
Seccionador 3 columnas	2	7050	14100
Pararrayos	3	120	360
TP's	3	2000	6000
TC's	3	2000	6000
Tableros de control	1	7000	7000
Total FOB			55860
<u>Otros costos</u>			
Flete Marítimo			8379
Nacio. Y trasn. Inter.			5586
Equipo auxiliar			4468.8

Superv. de Montaje			2793
Ingeniería y Admin.			11172
Impuestos y Seguros			8379
Montaje			1500
Total Otros Costos			42277.8
TOTAL			98137.8
TOTAL INVERSIÓN DE EQUIPAMIENTO			280803.4

b) Subestación blindada metal-clad de 23KV para proyecto "Victoria", (\$US).

Tabla 62. Costos de equipamiento blindado metal-clad.

Posición de Alimentador			
Descripción	Cantidad	Costo Unitario	Total
Celda metal-clad	2	56100	112200
Total FOB			112200
<u>Otros costos</u>			
Flete Marítimo			16830
Nacio. Y trasn. Inter.			11220
Equipo auxiliar			8976
Superv. de Montaje			5610
Ingeniería y Admin.			22440
Impuestos y Seguros			16830
Montaje			1500
Total Otros costos			83406
TOTAL			195606

Posición de Transformador			
Descripción	Cantidad	Costo Unitario	Total
Celda metal-clad	1	68130	68130
Total FOB			68130
<u>Otros costos</u>			
Flete Marítimo			10219.5
Nacio. Y trasn. Inter.			6813
Equipo auxiliar			5450.4
Superv. de Montaje			3406.5
Ingeniería y Admin.			13626

Impuestos y Seguros			10219.5
Montaje			1500
Total Otros costos			51234.9
TOTAL			119364.9
TOTAL INVERSIÓN DE EQUIPAMIENTO			314970.9

El precio de la celda metal-clad comprende todos sus componentes.

5.4.3 COSTO DE TERRENO Y OBRAS CIVILES

Para el análisis del costo del terreno se utilizará el costo del m^2 de terreno cotizado por el Municipio Metropolitano de Quito a la Empresa Eléctrica Quito S.A. para la implantación de la central Hidroeléctrica Victoria el cual tiene un valor de 839.59 dólares norteamericanos él m^2 , mientras que para el análisis del costo por obras civiles se tomara un valor aproximado de 140 \$ por m^2 de construcción, el cual es obtenido de una instalación similar.

- a) Subestación convencional de 23KV para proyecto "Victoria", (\$US).

$$\text{Área de subestación convencional} = 409.15 \text{ m}^2$$

$$\text{Costo de terreno} = 839.59 * 409.15 = \$ 343518.24$$

$$\text{Costo de obras civiles} = 140 * 409.15 = \$ 57281 \text{ (aproximado)}$$

- b) Subestación blindada metal-clad de 23KV para proyecto "Victoria", (\$US).

$$\text{Área de subestación metal-clad} = 52.9 \text{ m}^2$$

$$\text{Costo de terreno} = 839.59 * 52.9 = \$ 44414.3$$

$$\text{Costo de obras civiles} = 140 * 52.9 = \$ 7406 \text{ (aproximado)}$$

5.4.4 COSTO DE POTENCIA Y ENERGÍA

Adicionalmente se considerara que el costo de potencia interrumpida, (Cpi), es 200 US\$/MW y de energía interrumpida, (Cei), es de 100US\$/MWh²⁶.

5.4.5 COSTO ANUAL POR INTERRUPCIÓN DE SERVICIO, (CAI)

Para continuar el análisis económico se calculará el costo anual de interrupción de servicio como se explicó en el capítulo 4 tanto para una subestación de tipo convencional como para la subestación con equipamiento blindado metal-clad.

a) Subestación convencional de 23KV para proyecto “Victoria”, (\$US).

$$Cai = KT \cdot Cpi \cdot Pt + HT \cdot Cei \cdot Pt$$

$$Pt = 12MVA \cdot 0.85 = 10.2MW$$

$$Cai = 0.23 \cdot 200 \cdot 10.2 + 19.2 \cdot 100 \cdot 10.2 = \$20053.2$$

b) Subestación blindada metal-clad de 23KV para proyecto “Victoria”, (\$US).

Para el caso de la subestación blindada consideraremos el 20% de probabilidad de falla de una subestación convencional con lo que se tiene:

$$Cai = 0.046 \cdot 200 \cdot 10.2 + 5.76 \cdot 100 \cdot 10.2 = \$5969.04$$

5.4.6 COSTO ANUAL DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL, (CARC)

Para el análisis del costo anual e recuperación del capital se considera que tanto los equipos convencionales así como las celdas blindadas tendrán una vida útil de 30 años y además se considerarán para 10, 15, 20 y 25% de interés.

a) Subestación convencional de 23KV para proyecto “Victoria”, (\$US).

Tabla 63. Costo anual de recuperación para subestación de tipo convencional.

Interés,(%)	Vida útil,(años)	FRC	Ci	Carc
10	30	0.106079248	681902.64	72335.72
15	30	0.152300198	681902.64	103853.90
20	30	0.200846108	681902.64	136957.49

²⁶ Valores de Cpi y Cei tomados de LOMA SALAS; Patricio Iván; “Aplicación de equipo blindado metal-clad en sistemas de distribución”; Tesis de Grado-EPN.

25	30	0.250309869	681902.64	170686.96
----	----	-------------	-----------	-----------

b) Subestación blindada metal-clad de 23KV para proyecto "Victoria", (\$US).

Tabla 64. Costo de recuperación del capital para equipamiento blindado metal-clad.

Interés,(%)	vida útil(años)	FRC	Ci	Carc
10	30	0.106079248	366791.2	38908.93
15	30	0.152300198	366791.2	55862.40
20	30	0.200846108	366791.2	73668.60
25	30	0.250309869	366791.2	91811.45

5.4.7 COSTO ANUAL TOTAL DE UN ESQUEMA, (CAT)

Para finalizar y determinar la opción económicamente más viable se tiene el costo anual total de un esquema.

a) Subestación convencional de 23KV para proyecto "Victoria", (\$US).

Tabla 65. Costo anual total de esquema para subestación convencional.

Carc	Cai	CAT
72335.72	20053.2	92388.92
103853.90	20053.2	123907.1
136957.49	20053.2	157010.69
170686.96	20053.2	190740.16

b) Subestación blindada metal-clad de 23KV para proyecto "Victoria", (\$US).

Tabla 66. Costo anual total de esquema para subestación blindada metal-clad.

Carc	Cai	CAT
38908.93	5969.04	44877.97
55862.40	5969.04	61831.44
73668.60	5969.04	79637.64
91811.45	5969.04	97780.49

5.4.8 RESUMEN ANÁLISIS ECONÓMICO

Tabla 67. Resumen económico final

Costo de Equipamiento, (\$US)		
	Convencional	Metal-Clad
	280803.4	314970.9
Costo de Terreno, (\$US)		
	343518.2	44414.3
Obras Civiles, (\$US)		
	57281	7406
Costo anual de interrupción de servicio, (Cai), (\$US)		
	20053.2	5969.04
Interés	Costo de recuperación de capital, (Carc), (\$US)	
10%	72335.72	38908.93
15%	103853.90	55862.40
20%	136957.49	73668.60
25%	170686.96	91811.45
Costo anual total de esquema,(CAT), (\$US)		
10%	92388.92	44877.97
15%	123907.1	61831.44
20%	157010.69	79637.64
25%	190740.16	97780.49

Luego de realizado el análisis económico se observa que el costo de equipamiento y construcción, (costo de equipamiento, costo de terreno y obras civiles), de una subestación de tipo metal-clad es 53% más económica que una instalación convencional.

Adicionalmente el costo anual por interrupción de servicio del equipo metal-clad es 30% menos en relación a una instalación de tipo convencional.

Al comparar las anualidades de recuperación de capital del equipo convencional con las del equipo metal-clad, se puede observar, que utilizando las anualidades del equipo convencional para recuperación del capital del equipo metal-clad el tiempo de recuperación del capital es menor al tiempo que requeriría recuperar el capital del equipo convencional, (Anexo13).

	Convencional	Metal-Clad
- 10%	9 años	5 años
- 15%	7 años	3.5 años
- 20%	5 años	3 años
- 25%	4 años	2 años

Realizado el análisis se concluye que la utilización de equipamiento metal-clad para el proyecto Hidroeléctrico Victoria es la mejor opción respecto a una subestación de tipo convencional.

Tabla 68. Análisis de estudio económico.

Número de averías/año,(KT)	MC < C
Tiempo de interrupción, (HT)	MC < C
Inversión total	MC < C
Costo anual por interrupción, (Cai)	MC < C
Costo Anual de recuperación de capital, (Carc)	MC < C
Tiempo de recuperación de la inversión	MC < C
Costo anual total de esquema,(Cat)	MC < C
Notas:	

MC = Metal-Clad

C = Convencional

Inversión Total = Equipos y materiales + terreno y obras civiles

Se puede observar en el estudio técnico-económico, que el equipo de tipo metal-clad se presenta como una muy buena opción, frente a equipos de tipo convencional, lo que le convierte en una alternativa muy viable.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- De acuerdo a la norma ANSI/IEEE C37.20.2, una celda metal-enclosed se considerará de tipo metal-clad si cumple principalmente con las siguientes tres características:
 - ✓ Todos los equipos de corte, seccionamiento y control se encontrarán aislados dentro de cubículos metálicos conectados a tierra.
 - ✓ Los cubículos se encontrarán compartimentados.
 - ✓ El interruptor automático será de tipo removible.
- De acuerdo a la norma ANSI/IEEE C37.20.2, Las celdas metal clad deben poseer mecanismos y dispositivos que provean la seguridad necesaria al personal, como persianas, (shutters), barras de tierra interconectada entre celdas, ventanas de inspección, solapas de alivio de presión, interbloqueos mecánicos y eléctricos entre otros.
- Al calcular el valor de corriente nominal para la subestación metal-clad del proyecto hidroeléctrico Victoria, se obtuvo un valor de 315A, el cual es mucho menor a 1000A, valor mínimo de corriente para cual se diseña equipos metal-clad, lo cual indicaría que se pueden utilizar otro tipo de tableros para 23kV y valores de corriente menores.
- Durante el dimensionamiento de los equipos que forman parte de la celda metal-clad se debe considerar el efecto de la altura de instalación, cuyos efectos serán:
 - ✓ La disminución de la capacidad de conducción de corriente.
 - ✓ El aumento del nivel de aislamiento requerido.

- Al realizar el cálculo de la probabilidad de falla, (KT), así como el tiempo de interrupción, (HT), tanto para el equipo convencional, como para el equipo metal-clad, (tabla 60), se pudo observar que tanto KT como HT para el equipo metal-clad es mucho menor, lo que demuestra que el equipo de tipo metal-clad es más confiable frente al equipo de tipo convencional.
- Se pudo observar en el ejemplo de aplicación que el equipamiento metal-clad ocupa un espacio de $52.9 m^2$, mientras que la subestación con equipamiento convencional ocupa un espacio de $409.2 m^2$, es decir que en el equipamiento metal-clad hubo un ahorro sustancial de espacio, lo que se traduce en menor costo de inversión total debido al ahorro en el terreno.
- Tras realizar el estudio económico se pudo observar que si bien inicialmente el costo de equipamiento metal-clad, es mayor en comparación al costo de equipamiento convencional, (tabla 61-62), el ahorro de espacio que el equipo blindado metal-clad brinda, se traduce en un ahorro en el costo de terreno y obras civiles, lo que disminuye en un 53% el costo de inversión final en comparación al costo de inversión final de una subestación de tipo convencional.
- Se demostró que con las anualidades calculadas para recuperación de capital en una subestación de tipo convencional, se podía recuperar el capital invertido en una subestación de tipo blindado metal-clad, en la mitad del tiempo que necesitaría para una subestación de tipo convencional.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se debe considerar que la gama de interruptores automáticos para equipamiento metal-clad a niveles de voltaje para distribución, que se encuentran en el mercado, tienen valores de corriente en el orden de 1000 a 3000A lo que puede ser un valor excesivo en relación al valor de corriente calculado para el sistema, lo que se traduciría en la necesidad de un re-análisis para decidir la utilización o no de equipo metal-clad.
- Debido a la baja probabilidad de fallar de una instalación blindada de tipo metal-clad se convierte en una gran opción para sistemas los cuales

requieren gran confiabilidad de operación, como por ejemplo el servicio para hospitales etc.

- Si bien el nivel de voltaje utilizado en distribución haría pensar que se puede utilizar equipamiento metal-clad, esto no siempre es verdad, ya que puede ser que el valor de corriente que va a manejar el sistema sea mucho menor para el cual equipamiento metal-clad es diseñado, lo que sería indicativo de que se puede utilizar tableros más simples.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **HARPER ENRIQUEZ, Gilberto**; Curso de transformadores y motores trifásicos de inducción, Tercera edición, Editorial LIMUSA, 1986.
- [2] **TAPIA, Luis**; Operación de Subestaciones; 2005.
- [3] **MARTIN, José Raúl**; Diseño de subestaciones; Primera Edición; Colección McGRAW-HILL Interamericana de México.
- [4] **HARPER ENRIQUEZ, Gilberto**; Manual del técnico en subestaciones eléctricas industriales y comerciales, Primera Edición, Editorial LIMUSA, 2008.
- [5] **FINK.G, Donald, H.WAYNE**, Beaty; Manual de ingeniería eléctrica, Decimotercera Edición, Colección McGRAW-HILL Interamericana de México; 2004.
- [6] **FLOREZ ORTIZ, Ramiro**; Pequeñas Centrales Hidroeléctricas; Colección McGRAW-HILL Interamericana de México; Editorial NOMOS S.A.; 2001.
- [7] **WILDI, Theodore**; Maquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia; Editorial Pearson Educación de México S.A.; Sexta edición; 2006.
- [8] Catálogo ABB; PowerIT MV Air Insulated Switchgear; Technical Information and Application Guide Featuring Advance™ and SafeGear™ Technology.pdf
- [9] Revista ABB; El Interruptor, desarrollo modelo de un producto industrial.
- [10] BLITERA-VERLAG; MANUAL AEG2 Tratado de electrotecnia práctica: Berlín: 1967.
- [11] Catálogo I.T.E Imperial Corporation; Type stored-energy metal-clad switchgear.
- [12] **CALERO FREIRE, Fabián Mauricio**;" Estudio técnico-económico de la implementación del centro de control de las centrales Hidroeléctricas Illuchi 1 e Illuchi 2 de ELEPCO.S.A"; Proyecto de Titulación; EPN.
- [13] **CORIA CISNEROS, Lino**, Análisis de Flujos de carga.pdf

- [14] **LUCA M., Carlos**; “Plantas Eléctricas Teoría y Proyecto”, Representaciones y servicios de ingeniería.S.A. Mexico, Octava edición 1975.
- [15] **LOMA SALAS; Patricio Iván**; “Aplicacion de equipo blindado metal-clad en sistemas de distribución”; Tesis de Grado-EPN.
- [16] **MARTINEZ VELAZCO, Juan Antonio**, “Coordinación de Aislamiento en redes electricas de alta tension”,Madrid: Mc Graw Hill,2007.
- [17] Station Class Surge Arresters, Product Overview, Siemens. pdf
- [18] Guía de producto; Protección de alimentador REF 615 ANSI; ABB;pdf.
- [19] **IEC 62271-102-2001**; High-voltage switchgear and controlgear-High-voltage alternating current discinnectors and earthing switches.
- [20] **IEEE C37.23-2003**; Guide for Metal-enclosed bus calculating losses in insolated-phase bus.
- [21] **IEEE Std. 80-2000**; Guide for Safety in AC Substation Grounding.
- [22] **IEC 60298-1990**; AC Metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltajes above 1KV and up to and including 52KV.
- [23] **ANSI/IEEE C37.20.2-1999**; Standard for Metal-Clad Switchgear.
- [24] **IEC 60694-1996**; Common specifcations for high-voltage switchgear and controlgear standard.
- [25] **IEC 60815-1988**; Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions.
- [26] **ANSI/IEEE C57.13-2008**; Standard requirements for instruments transformers.
- [27] **ANSI/IEEE C37.06-2000**; Preferred ratings and related required capabilities for AC high-voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis.
- [28] **IEC 60044-2-2003**; Instrument Transformes-Inductive voltaje transformers.

- [29] **IEC 60099-4-2006**; Metal-oxide surge arresters without gaps for A.C. systems.
- [30] **IEC 60071-2-1996**; Insulation co-ordination; Application guide.
- [31] **IEC 60529-2001**; Degrees of protection provided by enclosed, (IP Code).
- [32] **ANSI/IEEE C62.11-2005**; Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits, (>1KV).
- [33] Catálogo Merlin-Gerin; Distribución de medio voltaje, Cabinas metal-clad con disyuntor desenchufable, Gama MCset de 1 a 24KV; 2002; pdf.
- [34] Catálogo ABB; Metal-clad switchgear type SR 7.2-25KV; pdf.
- [35] Catálogo INABESA; Cabinas de Media Voltaje; pdf.
- [36] **IEEE blue book**; Applying low voltage circuit breakers used in industrial and comercial power systems; 2006; pdf.
- [37] **VACA VARGAS; Pamela Mariana**; Verificación de la coordinación de aislamiento de la subestación Cotocollao de la EEQ.S.A; Tesis de grado-EPN; 2011.
- [38] **FALCÓN BLANCO; Víctor Manuel**; Proyecto de una subestación eléctrica de transporte 400/220KV; Tesis de grado; Escuela Politécnica Superior Carlos III; Madrid; 2011; pdf.
- [39] Metodología de cálculo de corrientes de cortocircuito.pdf
- [40] **MEZA JIMENEZ; Obed Renato**; Simbología, Diagramas Unifilares; pdf.
- [41] **ABB, Pocket Book**, Manual Switchgear.pdf.
- [42] **PÉREZ, Pedro Avelino**, Teoría, cálculo, construcción y pruebas, Editorial Reverté S.A., Segunda Edición, 2001.
- [43] **IEC 60909-0**, Short-circuit currents three-phase a.c. systems.
- [44] Manual de puesta a tierra THOR-GEL.pdf.

REFERENCIAS WEB

[45] <http://www.compraspublicas.gob.ec>; Empresa Eléctrica Quito Sociedad Anónima.

[46] <http://iie.fing.edu.uy/ense/asign/submt/material/ssee01b.pdf>

[47] <http://es.scribd.com/doc/39584991/32/METODOS-PARA-LA-EXTINCION-DEL-ARCO-ELECTRICO>

[48] http://www.ecured.cu/index.php/Barras_colectoras

[49] <http://www.conelec.gob.ec>.

[50] <http://museodelaciencia.blogspot.com/2010/10/ahorra-energia-desenchufando-lo-que-no.html>

[51] <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/moduloii.pdf>.

ANEXOS

ANEXO N°1

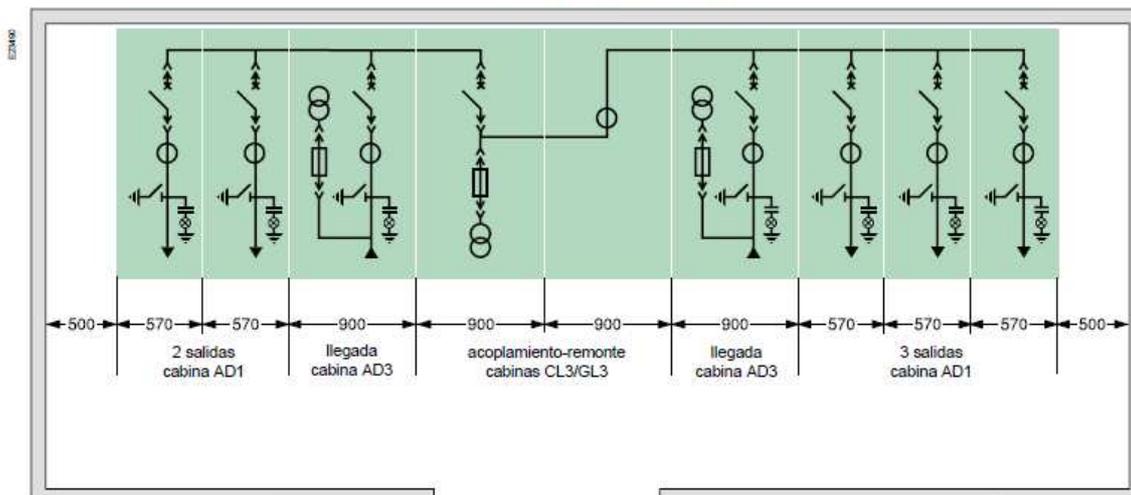
EJEMPLOS DE IMPLANTACION DE CELDAS METAL-CLAD

(Guía de producto Merlin-Gerín)

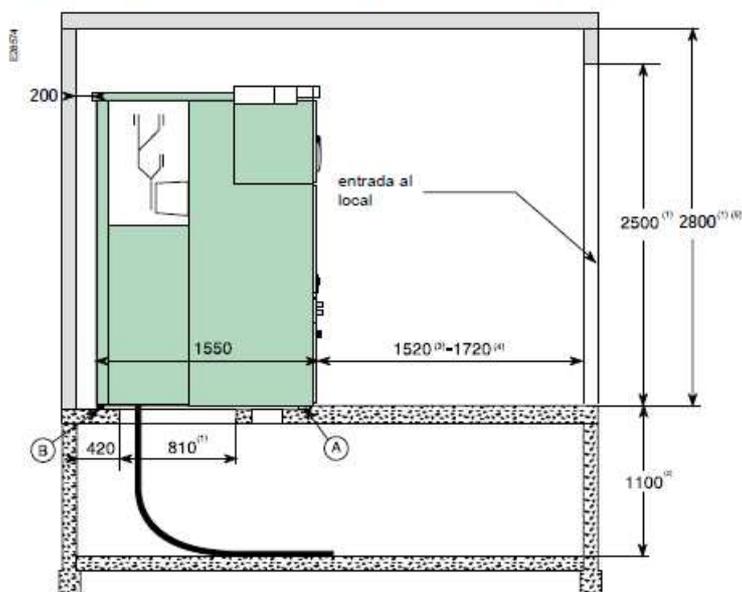
Ejemplos de implantación MCset 1-2-3 (de 7,2 a 17,5 kV)

Cuadro en línea

(2 alimentaciones y 1 acoplamiento).



Ingeniería obra civil con foso (MCset de 7,2 a 17,5 kV)



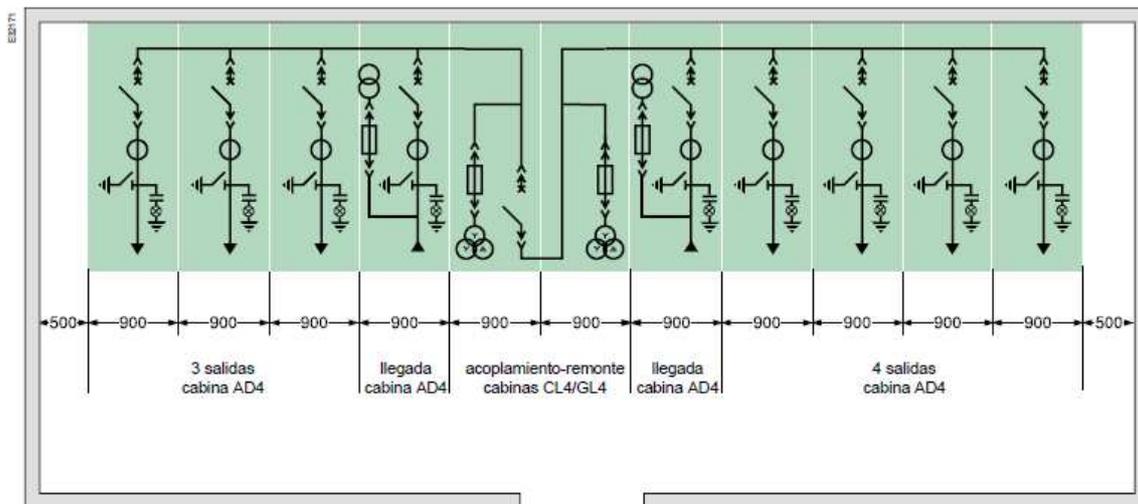
- (1) Cota mínima que debe respetarse para instalar el cuadro MCset.
 - (2) Cota mínima que debe definirse en función del radio de curvatura de los cables.
 - (3) Distancia de explotación.
 - (4) Distancia necesaria para extraer una cabina del cuadro sin desplazar el resto.
 - (5) Para una instalación de arco interno, prever un túnel de evacuación por encima del cuadro cuando la altura del local sea inferior a 4 metros (ver la página 14).
- A** Punto de fijación.
B Punto de ajuste.

Nota: para obtener más información, solicitar las guías de ingeniería obra civil, utilización e instalación.

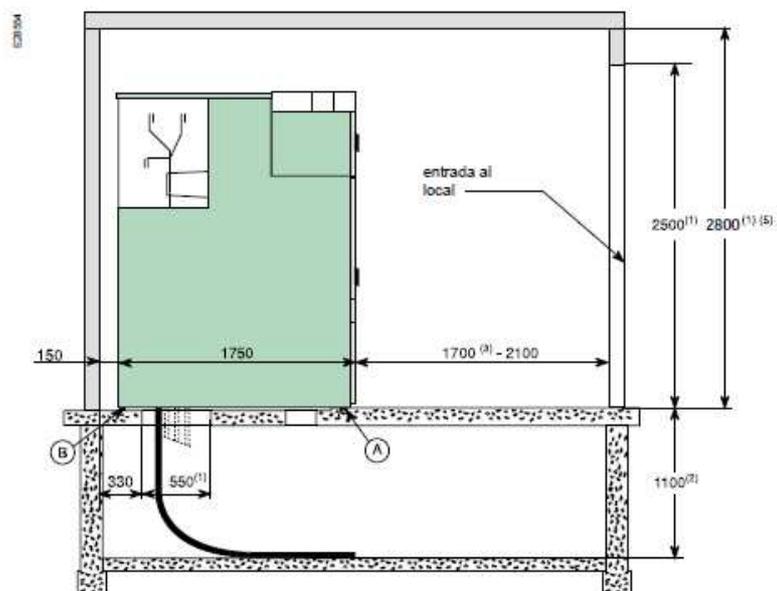
Ejemplos de implantación MCset 4 (24 kV)

Cuadro en línea

(2 alimentaciones y 1 acoplamiento en 24 kV).



Ingeniería civil con foso (MCset 24 kV)



(1) Cota mínima que debe respetarse.

(2) Cota mínima que debe definirse en función del radio de curvatura de los cables.

(3) Distancia de explotación.

(4) Distancia necesaria para extraer una cabina del cuadro sin desplazar el resto.

(5) Para una instalación de arco interno, prever un túnel de evacuación por encima del cuadro cuando la altura del local sea inferior a 4 metros (ver la página 14).

A Punto de fijación.

B Punto de ajuste.

Nota: para obtener más información, solicitar las guías de ingeniería obra civil, utilización e instalación.

ANEXO N°2

**EJEMPLO CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ELEMENTOS QUE FORMAN
PARTE DE UNA CELDA METAL-CLAD**

(Guía de producto Merlin-Gerín)

Equipamiento		
Aparellaje		
Disyuntor		
Contactor		
Presostato		
Interruptor fusible		
Carro de seccionamiento		
Carro de puesta a tierra		
Puente de barras fijo		
Contacto de señalización de la posición enchufado / desenchufado de la parte móvil		3 NA / 3 NC 6 NA / 6 NC
Bloqueo de las pantallas de protección de las partes activas por candado		
Enclavamiento parte móvil / compartimento de cables		
Desarme del mando del disyuntor		
Indicador de presencia de tensión		
Bloqueo enchufado parte móvil		
Bloqueo enchufado parte móvil (cerradura)		
Seccionador de puesta a tierra (SPAT)		
Seccionador de puesta a tierra		
Contactos de señalización de la posición del SPAT		3 NA / 3 NC
Enclavamiento de la posición del SPAT por cerradura		
Enclavamiento electromagnético de la posición del SPAT		
Transformadores		
Transformadores de tensión (1 por fase)	Sin fusible	Fase-fase Fase-tierra
	Con fusibles desen.	Fase-fase Fase-tierra
Contacto de señalización de fusión del fusible		1 NA
Transformador de corriente	Juego sencillo	3 TI
	Juego doble	6 TI
	Toroidal BT ⁽⁵⁾	
Conexiones		
Conexión con altura de reconstitución de los cables > 460 mm (MCset 1-2-3) ó 430 mm (MCset 4)		
Conexión por barra por la parte superior		
Conexión por cables por la parte inferior		
Cabina		
Grado de protección	Envolvente	IP3X
		IP4X
		IPX1
	Compartimentos ⁽⁹⁾	IP2XC
Protección antiarco ⁽²⁾	25 kA - 1 s	
	40 kA - 0,15 s	
Pararrayos		
Juego de barras		
1.250 A / 2.500 A / 3.150 A		Sin protección Aislado
Cajón BT con llave		
Iluminación cajón BT (220 Vcc)		
Resistencia anticondensación (220 Vcc)		

Leyenda:

■: Estándar.

□: Opcional.

(1) Equipo de base si se equipa con SPAT.

(2) En función del local en el que esté instalado el cuadro MCset, se puede elegir una opción de 3 o 4 caras, y eventualmente un túnel para evacuar los gases calientes (ver la página 14).

(3) Limitado a In: 2.500 A.

(4) Imposible para AD3 3.150 A.

(5) Conexión de 1 o 2 cables por fase.

(6) Posibilidad de 1 TT fase fase.

(7) Únicamente para cabina de 630 A.

(8) 1 NA / 1 NC disponible.

(9) Protección de los compartimentos.

ANEXO N°3

FACTORES DE CORRECCIÓN POR ALTURA SEGÚN NORMA ANSI/IEEE
C37.20.2

Factores de corrección por altura

Altitude (m)	Altitude (ft)	ACF for dielectric withstand voltage	ACF for continuous current
1000	3300	1.00	1.00
1200	4000	0.98	0.995
1500	5000	0.95	0.991
1800	6000	0.92	0.987
2000	6600	0.91	0.985
2100	7000	0.89	0.98
2400	8000	0.86	0.97
2700	9000	0.83	0.965
3000	10 000	0.80	0.96
3600	12 000	0.75	0.95
4000	13 000	0.72	0.94
4300	14 000	0.70	0.935
4900	16 000	0.65	0.925
5500	18 000	0.61	0.91
6000	20 000	0.56	0.90

Nota: Para selección del ACF, (Altitud Correction Factor), se debe determinar la altura de instalación del equipo, ya sea en metros o en pies, (ft), de acuerdo a esto se selecciona en la tabla el valor o el rango entre el que se encuentra el valor de altura de instalación del equipo con su respectivos factores de corrección tanto para aislamiento, (dielectric withstand voltage), como para corriente, (continuous current), y mediante interpolación se obtienen los factores de corrección para el valor de altura requerido.

Para corriente: $I_{\text{corregida}} = I \times ACF$

Para aislamiento: $V_{\text{corregido}} = \frac{V_{\text{aislamiento}}}{ACF}$

ANEXO N°4

DIAGRAMA UNIFILAR PROYECTO HIDROELECTRICO VICTORIA

ANEXO N°5

SUBESTACIÓN CONVECCIONAL DEL PROYECTO HIDROELECTRICO
VICTORIA

ANEXO N°6

SUBESTACIÓN DE TIPO BLINDADO METAL-CLAD UBICADA EN CASA DE
MÁQUINAS DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO VICTORIA

ANEXO N°7

TABLAS PARA SELECCIÓN DE INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS SEGÚN
NORMA ANSI/IEEE C37.06

1) Valores preferidos para interruptores en aceite tipo interior.

Table 1
Preferred Ratings for Indoor Oil Circuit Breakers

Line No.	Rated Values											Current Values				Closing and Latching Capability 1.6 K Times Rated Short-Circuit Current (9) (10) kA, rms											
	Voltage			Insulation Level			Current					Max Symmetrical Interrupting Capability (8) (11) kA, rms	3-Second Short-Time Current Carrying Capability (9) kA, rms														
	Rated Max Voltage (1)* kV, rms	Voltage Range Factor, K (2)	Rated Voltage Withstand Test Voltage	Rated Frequency kV, rms	Impulse (3) kV, Crest	Rated Continuous Current at 60 Hz (4) Amperes, rms	Rated Short-Circuit Current (at Max kV) (5) (6) (11) kA, rms	Transient Recovery Voltage (7) Cycles	Rated Permissible Tripping Delay Seconds	Rated Max Voltage Divided by K	Col.																
												Col.	Col.	Col.	Col.		Col.	Col.	Col.	Col.							
1	4.76	2.07	60	19	60	1200	6.1	8	8	2.3	13	13	13	13	See Note (11)												
2	8.25	3.59	75	26	75	600	3.5	8	8	2.3	13	13	13	13		See Note (11)											
3	8.25	3.59	75	26	75	600	7.0	8	8	2.3	25	25	25	25			See Note (11)										
4	8.25	3.59	75	26	75	1200	7.0	8	8	2.3	25	25	25	25				See Note (11)									
5	8.25	3.59	75	26	75	2000	7.0	8	8	2.3	25	25	25	25					See Note (11)								
6	15.0	3.75	95	36	95	600	5.8	8	8	4.0	22	22	22	22						See Note (11)							
7	15.0	3.75	95	36	95	1200	5.8	8	8	4.0	22	22	22	22							See Note (11)						
8	15.0	3.75	95	36	95	1200	9.8	8	8	4.0	37	37	37	37								See Note (11)					
9	15.0	2.27	95	36	95	1200	19.0	8	8	6.6	43	43	43	43									See Note (11)				
10	15.0	2.27	95	36	95	2000	19.0	8	8	6.6	43	43	43	43										See Note (11)			
11	25.8	1.0	125	60	125	1200	25.0	5	2	25.8	25	25	25	25											See Note (11)		
12	25.8	1.0	125	60	125	2000	25.0	5	2	25.8	25	25	25	25												See Note (11)	
13	38.0	1.0	150	80	150	1200	20.0	5	2	38.0	20	20	20	20													See Note (11)
14	38.0	1.0	150	80	150	2000	20.0	5	2	38.0	20	20	20	20													

2) Valores preferidos de corriente de operación para interruptores en aceite tipo interior para propósito general.

Table IA
 Preferred Capacitance Current Switching
 Ratings for Indoor General-Purpose Oil Circuit Breakers

Line No.	Rated Max Voltage kV, rms	Rated Short-Circuit Current kA, rms	Rated Continuous Current† Amperes, rms	Overhead Line Current Amperes, rms	Isolated Current† Amperes, rms	Rated Capacitance Switching Current*		Inrush Current†	
						Current† Amperes, rms	Peak Current kA		Frequency Hz
1	4.76	6.1	1200	1	400				
2	8.25	3.5	600	1	260				
3	8.25	7.0	600	1	260				
4	8.25	7.0	1200	1	260				
5	8.25	7.0	2000	1	260				
6	15.0	5.8	600	2	215				
7	15.0	5.8	1200	2	215				
8	15.0	9.8	1200	2	215				
9	15.0	19.0	1200	2	215				
10	15.0	19.0	2000	2	215				
11	25.8	25.0	1200	5	160				
12	25.8	25.0	2000	5	160				
13	38.0	20.0	1200	5	160				
14	38.0	20.0	2000	5	160				

No ratings are established since these breakers should not be applied for back-to-back switching.

3) Valores preferidos para interruptores sin aceite tipo interior.

Table 2
Preferred Ratings for Indoor Oilless Circuit Breakers

Line No.	Rated Values													Related Required Capabilities				
	Voltage			Insulation Level		Current			Transient Recovery Voltage		Rated Inter-rupting Time		Rated Permissible Tripping Delay		Closing and Latching Capability			
	Rated Max Voltage (1)* kV, rms	Rated Voltage Range Factor, K	Rated Voltage	Rated Withstand Test Voltage	Low Frequency kV, rms	Impulse (3) kV, Crest	Rated Continuous Current at 60 Hz (4) Amperes, rms	Rated Short-Circuit Current (at Rated Max kV) (5) (6) kA, rms	Rated Time to Point P T ₂ μs	Rated Inter-rupting Time (7) Cycles	Rated Permissible Tripping Delay Y Seconds	Rated Max Voltage Divided by K	K Times Rated Short-Circuit Current	3-Second Short-Time Current Carrying Capability (9)	Max Symmetrical Inter-rupting Capability (8)	Closing and Latching Capability 1.6 X Times Rated Short-Circuit Current (9) (10) kA, rms		
	Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4	Col. 5	Col. 6	Col. 7	Col. 8	Col. 9	Col. 10	Col. 11	Col. 12	Col. 13	Col. 14	Col. 15	Col. 16		
1	4.76	1.36	19	60	1200	8.8	5	5	2	3.5	12	12	12	12	19			
2	4.76	1.24	19	60	1200	29	5	5	2	3.85	36	36	36	36	58			
3	4.76	1.24	19	60	2000	29	5	5	2	3.85	36	36	36	36	58			
4	4.76	1.19	19	60	1200	41	5	5	2	4.0	49	49	49	49	78			
5	4.76	1.19	19	60	2000	41	5	5	2	4.0	49	49	49	49	78			
6	4.76	1.19	19	60	3000	41	5	5	2	4.0	49	49	49	49	78			
7	8.25	1.25	36	95	1200	33	5	5	2	6.6	41	41	41	41	66			
8	8.25	1.25	36	95	2000	33	5	5	2	6.6	41	41	41	41	66			
9	15.0	1.30	36	95	1200	18	5	5	2	11.5	23	23	23	23	37			
10	15.0	1.30	36	95	2000	18	5	5	2	11.5	23	23	23	23	37			
11	15.0	1.30	36	95	1200	28	5	5	2	11.5	36	36	36	36	58			
12	15.0	1.30	36	95	2000	28	5	5	2	11.5	36	36	36	36	58			
13	15.0	1.30	36	95	1200	37	5	5	2	11.5	48	48	48	48	77			
14	15.0	1.30	36	95	2000	37	5	5	2	11.5	48	48	48	48	77			
15	15.0	1.30	36	95	3000	37	5	5	2	11.5	48	48	48	48	77			
16	38.0	1.65	80	150	1200	21	5	5	2	23.0	35	35	35	35	56			
17	38.0	1.65	80	150	2000	21	5	5	2	23.0	35	35	35	35	56			
18	38.0	1.65	80	150	3000	21	5	5	2	23.0	35	35	35	35	56			
19	38.0	1.0	80	150	1200	40	5	5	2	38.0	40	40	40	40	64			
20	38.0	1.0	80	150	3000	40	5	5	2	38.0	40	40	40	40	64			

4) Valores preferidos de corriente de operación para interruptores sin aceite tipo interior.

Table 2A
Preferred Capacitance Current Switching Ratings for Indoor Oilless Circuit Breakers

Line No.	Rated Max Voltage kV, rms	Rated Short-Circuit Current kA, rms	Rated Continuous Current† Amperes, rms	Overhead Line Current Amperes, rms	Isolated Current† Amperes, rms	Rated Capacitance Switching Current* ‡		Frequency Hz
						Shunt Capacitor Bank or Cable		
						Current† Amperes, rms	Peak Current kA	
Back-to-Back								
General-Purpose Circuit Breakers								
1	4.76	8.8	1200	1	400			
2	4.76	29	1200	1	400			
3	4.76	29	2000	1	400			
4	4.76	41	1200	1	400			
5	4.76	41	2000	1	400			
6	4.76	41	3000	1	400			
7	8.25	33	1200	1	250			
8	8.25	33	2000	1	250			
9	15.0	18	1200	2	250			
10	15.0	18	2000	2	250			
11	15.0	28	1200	2	250			
12	15.0	28	2000	2	250			
13	15.0	37	1200	2	250			
14	15.0	37	2000	2	250			
15	15.0	37	3000	2	250			
16	38.0	21	1200	5	50			
17	38.0	21	2000	5	50			
18	38.0	21	3000	5	50			
19	38.0	40	1200	5	50			
20	38.0	40	3000	5	50			

No ratings are established since these breakers should not be applied for back-to-back switching.

Table 2A — Continued

Line No.	Rated Capacitance Switching Current*									
	Shunt Capacitor Bank or Cable					Back-to-Back				
	Rated Max Voltage kV, rms	Rated Short-Circuit Current kA, rms	Rated Continuous Current† Amperes, rms	Overhead Line Current Amperes, rms	Isolated Current† Amperes, rms	Current† Amperes, rms	Peak Current kA	Inrush Current†	Frequency Hz	
1A	4.76	8.8	1200	1	630	630	15		2000	
2A	4.76	29	1200	1	630	630	15		2000	
3A	4.76	29	2000	1	1000	1000	15		1270	
4A	4.76	41	1200	1	630	630	15		2000	
5A	4.76	41	2000	1	630	630	15		2000	
6A	4.76	41	3000	1	1000	1000	15		1270	
7A	8.25	33	1200	1	630	630	15		2000	
8A	8.25	33	2000	1	1000	1000	15		1270	
9A	15.0	18	1200	2	630	630	15		2000	
10A	15.0	18	2000	2	1000	1000	15		1270	
11A	15.0	28	1200	2	630	630	15		2000	
12A	15.0	28	2000	2	1000	1000	15		1270	
13A	15.0	37	1200	2	630	630	15		2000	
14A	15.0	37	2000	2	630	630	18		2400	
15A	15.0	37	3000	2	1600	1600	25		1330	
16A	38.0	21	1200	5	250	250	18		6000	
17A	38.0	21	2000	5	250	250	18		6000	
18A	38.0	21	3000	5	250	250	18		6000	
19A	38.0	40	1200	5	250	250	25		8480	
20A	38.0	40	3000	5	250	250	25		8480	

Definite-Purpose Circuit Breakers

*See Note and Footnotes to Table 1A.

†See Note and Footnotes to Table 1A.

‡See Note and Footnotes to Table 1A.

5) Valores preferidos para interruptores en aceite tipo exterior.

Table 3
Preferred Ratings for Outdoor Oil Circuit Breakers

Line No.	Rated Values														Related Required Capabilities				
	Voltage				Insulation Level				Current						Current Values				
	Rated Max Voltage (1)* kV, rms	Voltage Range Factor, K (2)	Rated Withstand Test Voltage		Rated Continuous Current at 60 Hz (4)		Rated Short-Circuit Current (at Rated Max kV) (5) (6)	Transient Recovery Voltage		Rated Inter-rupting Time (7) Cycles	Rated Permissible Tripping Delay Y Seconds	Rated Max Voltage Divided by K (9)	Max Symmetrical Interrupting Capability (8)	3-Second Short-Time Current Carrying Capability (9)	Closing and Latching Capability 1.6 K Times Rated Short-Circuit Current (9) (10)				
			Low Frequency kV, rms	Impulse kV, Crest	Rated Time to Point P T ₂ (12) (13) (14) μs	Rated Time to Point P T ₂ (12) (13) (14) μs		kV, rms	kA, rms							kA, rms	kA, rms		
Col.	Col.	Col.	Col.	Col.	Col.	Col.	Col.	Col.	Col.	Col.	Col.	Col.	Col.	Col.	Col.				
1	15.5	2.67	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13						
2	15.5	1.29	600	8.9	36	5	2	5.8	24	24	24	38							
3	25.8	2.15	1200	18	33	5	2	12	23	23	23	37							
4	38	1.65	1200	11	52	5	2	12	24	24	24	38							
5	48.3	1.21	1200	22	63	5	2	23	36	36	36	58							
6	72.5	1.21	1200	17	80	5	2	40	21	21	21	33							
			1200	19	106	5	2	60	23	23	23	37							

*See Notes page 17.

6) Valores preferidos de corriente de operación para interruptores en aceite tipo exterior.

Table 3.A
Preferred Capacitance Current Switching Ratings
for Outdoor Oil Circuit Breakers

Line No.	Rated Max Voltage kV, rms	Rated Short-Circuit Current kA, rms	Rated Continuous Current† Amperes, rms	Overhead Line Current Amperes, rms	Isolated Current† Amperes, rms	Rated Capacitance Switching Current*		Frequency Hz
						Shunt Capacitor Bank or Cable		
						Current† Amperes, rms	Peak Current kA	
Back-to-Back								
1	15.5	8.9	600	2	250			
2	15.5	18	1200	2	250			
3	25.8	11	1200	5	160			
4	38	22	1200	5	100			
5	48.3	17	1200	10	10			
6	72.5	19	1200	20	20			
General-Purpose Circuit Breakers								
1A	15.5	8.9	600	100	400	400	20	4240
2A	15.5	18	1200	100	400	400	20	4240
3A	25.8	11	1200	100	400	400	20	4240
4A	38	22	1200	100	250	250	20	6800
5A	48.3	17	1200	100	250	250	16	5420
6A	72.5	19	1200	100	160	160	10	5300
Definite-Purpose Circuit Breakers								

No ratings are established since these breakers should not be applied for back-to-back switching.

*See Note and Footnotes to Table 1A.

†See Note and Footnotes to Table 1A.

‡See Note and Footnotes to Table 1A.

7) Valores preferidos para interruptores sin aceite tipo exterior.

Table 4
Preferred Ratings for Outdoor Oilless Circuit Breakers

Line No.	Rated Values														Related Required Capabilities				
	Voltage		Insulation Level		Current		Transient Recovery Voltage		Rated Permissible Tripping Delay		Rated Inter-rupting Time		Max Symmetrical Interrupting Capability		3-Second Short-Time Current Carrying Capability		Closing and Latching Capability		
	Rated Max Voltage (1)* kV, rms	Rated Voltage Range Factor, K (2)	Rated Test Voltage	Low Frequency kV, rms	Impulse (3) kV, Crest	Rated Continuous Current at 60 Hz (4) Amperes, rms	Rated Short-Circuit Current (at Rated Max kV) (5) (6) kA, rms	Rated Time to Point P T ₂ (12) (13) (14) μs	Rated Inter-rupting Time (7) Cycles	Rated Permissible Tripping Delay Y Seconds	Rated Max Voltage Divided by K (8) kV, rms	Rated Short-Circuit Current (9) kA, rms	Max Symmetrical Interrupting Capability (8) kA, rms	3-Second Short-Time Current Carrying Capability (9) kA, rms	Closing and Latching Capability 1.6 K Times Rated Short-Circuit Current (9) (10) kA, rms				
1	38	1.65																	
2	72.5	1.10																	

See Table 6

8) Valores preferidos de corriente de operación para interruptores sin aceite tipo exterior.

Table 4A
Preferred Capacitance Current Switching Ratings
for Outdoor Oilless Circuit Breakers

Line No.	Rated Max Voltage kV, rms	Rated Short-Circuit Current kA, rms	Rated Continuous Current† Amperes, rms	Overhead Line Current Amperes, rms	Isolated Current† Amperes, rms	Rated Capacitance Switching Current*		Frequency Hz
						Shunt Capacitor Bank or Cable	Back-to-Back	
						Current† Amperes, rms	Peak Current kA	
1	38	22	1200	5	50			
2	72.5	37	2000	20	50			
General-Purpose Circuit Breakers								
1A	38	22	1200	100	250	250	20	6800
2A	72.5	37	2000	100	630	630	25	3360
Definite-Purpose Circuit Breakers								

No ratings are established since these breakers should not be applied for back-to-back switching.

*See Note and Footnotes to Table 1A.
†See Note and Footnotes to Table 1A.
‡See Note and Footnotes to Table 1A.

ANEXO N°8A

SIMULACION DE FLUJOS DE POTENCIA CASO 1 REALIZADA POR LA EEQ.
S.A

ANEXO N°8B

SIMULACION DE FLUJOS DE POTENCIA CASO 2 REALIZADA POR LA EEQ.
S.A

ANEXO N°8C

SIMULACION DE FLUJOS DE POTENCIA CASO DE CONTINGENCIA 1
REALIZADA POR LA EEQ. S.A

ANEXO N°8D

SIMULACION DE FLUJOS DE POTENCIA CASO DE CONTINGENCIA 2
REALIZADA POR LA EEQ. S.A

ANEXO N°9A

SIMULACION DE CORTOCIRCUITOS MONOFASICOS MAXIMOS REALIZADA
POR LA EEQ. S.A

ANEXO N°9B

SIMULACION DE CORTOCIRCUITOS MONOFASICOS MNIIMOS REALIZADA
POR LA EEQ. S.A

ANEXO N°9C

SIMULACION DE CORTOCIRCUITOS TRIFASICOS MAXIMOS REALIZADA
POR LA EEQ. S.A

ANEXO N°9D

SIMULACION DE CORTOCIRCUITOS TRIFASICOS MINIMOS REALIZADA POR
LA EEQ. S.A

ANEXO N°10

VALORES ESTANDAR DE PARARRAYOS SEGÚN NORMA ANSI C62.11

Duty cycle voltage	MCOV	TOV Capability ¹⁾	Protective level															
			FOW ²⁾	Maximum discharge voltage										for 45/90 µs				
				for 8/20 µs										250 A [kV cr]	500 A [kV cr]			
[kV]	[kV]	for 0.1 s [kV]	[kV cr]	1.5 kA [kV cr]	3 kA [kV cr]	5 kA [kV cr]	10 kA [kV cr]	20 kA [kV cr]	40 kA [kV cr]	250 A [kV cr]	500 A [kV cr]	3 kA [kV cr]	5 kA [kV cr]	10 kA [kV cr]	20 kA [kV cr]	40 kA [kV cr]	250 A [kV cr]	500 A [kV cr]
3	2.55	4.0	8.7	6.8	7.1	7.4	8.0	8.9	10.2	6.0	6.1	7.1	7.4	8.0	8.9	10.2	6.0	6.1
6	5.1	8.0	17.5	13.5	14.2	14.8	15.9	17.8	20.4	11.9	12.2	14.2	14.8	15.9	17.8	20.4	11.9	12.2
9	7.65	11.9	26.2	20.3	21.2	22.2	23.9	26.7	30.5	17.9	18.4	21.2	22.2	23.9	26.7	30.5	17.9	18.4
10	8.4	13.1	29.2	22.5	23.6	24.6	26.5	29.7	33.9	19.9	20.4	23.6	24.6	26.5	29.7	33.9	19.9	20.4
12	10.2	15.9	35.0	27.0	28.3	29.6	31.8	35.6	40.7	23.9	24.5	28.3	29.6	31.8	35.6	40.7	23.9	24.5
15	12.7	19.8	43.7	33.8	35.4	37.0	39.8	44.5	50.9	29.8	30.6	35.4	37.0	39.8	44.5	50.9	29.8	30.6
18	15.3	23.9	52.5	40.5	42.5	44.4	47.7	53.4	61.1	35.8	36.7	42.5	44.4	47.7	53.4	61.1	35.8	36.7
21	17	26.5	61.2	47.3	49.5	51.8	55.7	62.3	71.2	41.7	42.9	49.5	51.8	55.7	62.3	71.2	41.7	42.9
24	19.5	30.4	70.0	54.1	56.6	59.1	63.6	71.2	81.4	47.7	49.0	56.6	59.1	63.6	71.2	81.4	47.7	49.0
27	22	34.3	78.7	60.8	63.7	66.5	71.6	80.1	91.6	53.7	55.1	63.7	66.5	71.6	80.1	91.6	53.7	55.1
30	24.4	38.1	87.5	67.6	70.8	73.9	79.5	89.0	102	59.6	61.2	70.8	73.9	79.5	89.0	102	59.6	61.2
36	29	45.2	105	81.1	84.9	88.7	95.4	107	122	71.6	73.5	84.9	88.7	95.4	107	122	71.6	73.5
39	31.5	49.1	114	87.8	92.0	96.1	103	116	132	77.5	79.6	92.0	96.1	103	116	132	77.5	79.6
45	36.5	56.9	131	101	106	111	119	134	153	89.4	91.8	106	111	119	134	153	89.4	91.8
48	39	60.8	140	108	113	118	127	142	163	95.4	97.9	113	118	127	142	163	95.4	97.9
54	42	65.5	157	122	127	133	143	160	183	107	110	127	133	143	160	183	107	110
60	48	74.9	175	135	142	148	159	178	204	119	122	142	148	159	178	204	119	122
72	57	88.9	210	162	170	177	191	214	244	143	147	170	177	191	214	244	143	147
90	70	109	262	203	212	222	239	267	305	179	184	212	222	239	267	305	179	184
96	76	119	280	216	226	237	254	285	326	191	196	226	237	254	285	326	191	196
108	84	131	315	243	255	266	286	321	366	215	220	255	266	286	321	366	215	220
120	98	153	350	270	283	296	318	356	407	239	245	283	296	318	356	407	239	245
132	106	165	385	297	311	325	350	392	448	262	269	311	325	350	392	448	262	269
144	115	179	420	324	340	355	382	427	488	286	294	340	355	382	427	488	286	294

Nota: Tabla extraída de Station Class Surge Arresters, Product Overview, Siemens. Pdf.

ANEXO N°11

TABLA DE POTENCIAS ESTANDAR DE PARA TRANSFORMADORES SEGÚN
NORMA ANSI/IEEE Std C57.12.00

**Valores estandar de potencia en KVA
para transformadores de tipo seco e
inmersos en aceite**

Monofásicos				Trifásicos			
1	50	833	8 333	15	300	3 750	25 000*
3	75	1250	10 000*	30	500	5 000	30 000*
5	100	1667	12 500*	45	750	7 500	37 500*
10	167	2500	16 667*	75	1000	10 000	50 000*
15	250	3333	20 000*	112½	1500	12 000	60 000*
25	333	5000	25 000*	150	2000	15 000	75 000*
37½	500	6667	33 000*	225	2500	20 000	100 000*

ANEXO N°12

TABLAS DE CAPACIDADES DE BARRA

Barras de cobre de sección rectangular

Continuous current-carrying capacity of copper conductors

Copper conductors of rectangular cross-section in indoor installations. Ambient temperature 35 °C. Conductor temperature 65 °C. Conductor width vertical: clearance between conductors equal to conductor thickness; with alternating current, clearance between phases > 0.8 × phase centre-line distance.

Width x thickness	Cross- section	Weight ¹⁾ kg/m	Material ³⁾	Continuous current in A AC up to 60 Hz				Continuous current in A DC and AC 16 $\frac{2}{3}$ Hz							
				painted		bare		painted		bare					
		no. of conductors		no. of conductors		no. of conductors		no. of conductors		no. of conductors					
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4		
12 × 5	59.5	0.529	E-Cu F 37	203	345	411	177	312	398	203	345	411	177	312	398
12 × 10	119.5	1.063	E-Cu F 37	326	605	879	285	553	811	326	605	879	285	553	811
20 × 5	99.1	0.882	E-Cu F 37	319	560	728	274	500	690	320	562	729	274	502	687
20 × 10	199	1.77	E-Cu F 30	497	924	1 320	427	825	1 180	499	932	1 300	428	832	1 210
30 × 5	149	1.33	E-Cu F 37	447	760	944	379	672	896	448	766	950	380	676	897
30 × 10	299	2.66	E-Cu F 30	676	1 200	1 670	573	1 060	1 480	683	1 230	1 630	579	1 080	1 520
40 × 5	199	1.77	E-Cu F 37	573	952	1 140	482	836	1 090	576	966	1 160	484	848	1 100
40 × 10	399	3.55	E-Cu F 30	850	1 470	2 000	715	1 290	1 770	865	1 530	2 000	728	1 350	1 880



¹⁾ Calculated for a density of 8.9 kg/dm³.

²⁾ Minimum clearance given in mm.

³⁾ Material: E-Cu or other material to DIN 40500 Part 3, preferred semi-finished material. Flat bars with rounded edges to DIN 46433 Selection Part 3.

Continuación

Copper conductors of rectangular cross-section in indoor installations. Ambient temperature 35 °C. Conductor temperature 65 °C. Conductor width vertical: clearance between conductors equal to conductor thickness; with alternating current, clearance between phases > 0.8 × phase centre-line distance.

Width × thickness mm	Cross- Weight ¹⁾ section kg/m	Material ²⁾ AC up to 60 Hz painted no. of conductors				Continuous current in A bare no. of conductors				DC and AC 16 $\frac{2}{3}$ Hz painted no. of conductors				Continuous current in A bare no. of conductors			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
50 × 5	2.22	E-Cu F 37	679	1 140	1 330	2 010	583	994	1 240	1 920	703	1 170	1 370	588	1 020	1 300	
50 × 10	4.44	E-Cu F 30	1 020	1 720	2 320	2 950	852	1 510	2 040	2 600	1 050	1 830	2 360	875	1 610	2 220	
60 × 5	2.66	E-Cu F 30	826	1 330	1 510	2 310	688	1 150	1 440	2 210	836	1 370	1 580	696	1 190	1 500	
60 × 10	5.33	E-Cu F 30	1 180	1 960	2 610	3 290	985	1 720	2 300	2 900	1 230	2 130	2 720	1 020	1 870	2 570	
80 × 5	3.55	E-Cu F 30	1 070	1 680	1 830	2 830	885	1 450	1 750	2 720	1 090	1 770	1 990	902	1 530	1 890	
80 × 10	7.11	E-Cu F 30	1 500	2 410	3 170	3 930	1 240	2 110	2 790	3 450	1 590	2 730	3 420	1 310	2 380	3 240	
100 × 5	4.44	E-Cu F 30	1 300	2 010	2 150	3 300	1 080	1 730	2 050	3 190	1 340	2 160	2 380	1 110	1 810	2 270	
100 × 10	8.89	E-Cu F 30	1 810	2 850	3 720	4 530	1 490	2 480	3 260	3 980	1 940	3 310	4 100	1 600	2 890	3 900	
120 × 10	10.7	E-Cu F 30	2 110	3 280	4 270	5 130	1 740	2 860	3 740	4 500	2 300	3 900	4 780	1 890	3 390	4 560	
160 × 10	14.2	E-Cu F 30	2 700	4 130	5 360	6 320	2 220	3 590	4 680	5 530	3 010	5 060	6 130	2 470	4 400	5 860	
200 × 10	17.8	E-Cu F 30	3 290	4 970	6 430	7 490	2 690	4 310	5 610	6 540	3 720	6 220	7 460	3 040	5 390	7 150	

¹⁾ Calculated for a density of 8.9 kg/dm³.

²⁾ Minimum clearance given in mm.

³⁾ Material: E-Cu or other material to DIN 40500 Part 3 preferred semi-finished material. Flat bars with rounded edges to DIN 46433 Selection Part 3.

Barras de cobre de sección circular

Copper conductors of round cross-section (round copper bar), ambient temperature 35 °C, conductor temperature 65 °C; with alternating current, phase centre-line distance $\geq 2 \times$ diameter.

Diameter D mm	Cross-section a mm ²	Weight ¹⁾ kg/m	Material ²⁾	Continuous current in A DC and AC up to 60 Hz	
				painted	bare
5	19.6	0.175	E-Cu F 37	95	85
8	50.3	0.447	E-Cu F 37	179	159
10	78.5	0.699	E-Cu F 37	243	213
16	210	1.79	E-Cu F 30	464	401
20	314	2.80	E-Cu F 30	629	539
32	804	7.16	E-Cu F 30	1 160	976
50	1960	17.50	E-Cu F 30	1 930	1 610

¹⁾ Calculated for a density of 8.9 kg/dm³.

²⁾ Material: E-Cu or other material to DIN 40500 Part 3, preferably semi-finished product to be used: round bars to DIN 1756.

Barras de aluminio de sección rectangular

Continuous current-carrying capacity of aluminium conductors

Aluminium conductors of rectangular cross-section in indoor installations. Ambient temperature 35 °C. Conductor temperature 65 °C. Conductor width vertical: clearance between conductors equal to conductor thickness; with alternating current, clearance between phases > 0.8 × phase centre-line distance.

Width × thickness	Cross- section	Weight ⁽¹⁾ kg/m	Material ⁽³⁾	Continuous current in A AC up to 60 Hz painted				Continuous current in A DC and AC 16 $\frac{2}{3}$ Hz painted				Continuous current in A bare						
				no. of conductors	1	2	3	4	no. of conductors	1	2	3	4	no. of conductors	1	2	3	4
12 × 5	E-AIF 10	0.160		160	292	398		139	263	375		160	292	398		139	263	375
12 × 10	E-AIF 10	0.322		257	490	720		224	440	652		257	490	720		224	440	652
20 × 5	E-AIF 10	0.268		254	446	570		214	392	537		254	446	576		214	392	539
20 × 10	E-AIF 10	0.538		393	730	1 060		331	643	942		393	733	1 020		331	646	943
30 × 5	E-AIF 10	0.403		356	606	739		295	526	699		356	608	749		296	528	703
30 × 10	E-AIF 10	0.808		536	956	1 340		445	832	1 200		538	964	1 280		447	839	1 180
40 × 5	E-AIF 10	0.538		456	762	898		376	658	851		457	766	915		376	662	862
40 × 10	E-AIF 10	1.08		677	1 180	1 650		557	1 030	1 460		682	1 200	1 570		561	1 040	1 460
50 × 5	E-AIF 10	0.673		556	916	1 050		455	786	995		558	924	1 080		456	794	1 020
50 × 10	E-AIF 10	1.35		815	1 400	1 940		667	1 210	1 710		824	1 140	1 850		674	1 250	1 730
60 × 5	E-AIF 10	0.808		655	1 070	1 190		533	910	1 130		658	1 080	1 240		536	924	1 170
60 × 10	E-AIF 10	1.62		951	1 610	2 200		774	1 390	1 940		966	1 680	2 130		787	1 450	2 000



Width × thickness	Cross- section	Material ³⁾	Continuous current in A AC up to 60 Hz				Continuous current in A DC and AC 16⅔ Hz												
			painted		bare		painted		bare										
			no. of conductors	no. of conductors	no. of conductors	no. of conductors	no. of conductors	no. of conductors	no. of conductors	no. of conductors	no. of conductors								
			1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4					
mm	mm ²	kg/m	I	II	III	IIII	I	II	III	IIII	I	II	III	IIII					
80 × 5	399	1.08	E-Al F 10	851	1 360	1 460	2 250	688	1 150	1 400	2 180	858	1 390	1 550	2 010	694	1 180	1 470	1 920
80 × 10	799	2.16	E-Al F 10	1 220	2 000	2 660	3 460	983	1 720	2 380	2 990	1 250	2 150	2 670	3 520	1 010	1 840	2 520	3 340
100 × 5	499	1.35	E-Al F 6.5	1 050	1 650	1 730	2 660	846	1 390	1 660	2 580	1 060	1 710	1 870	2 420	858	1 450	1 780	2 320
100 × 10	999	2.70	E-Al F 6.5	1 480	2 390	3 110	4 020	1 190	2 050	2 790	3 470	1 540	2 630	3 230	4 250	1 240	2 250	3 060	4 050
100 × 15	1 500	4.04	E-Al F 6.5	1 800	2 910	3 730	4 490	1 450	2 500	3 220	3 380	1 930	3 380	4 330	5 710	1 560	2 900	4 070	5 400
120 × 10	1 200	3.24	E-Al F 6.5	1 730	2 750	3 540	4 560	1 390	2 360	3 200	3 930	1 830	3 090	3 770	4 940	1 460	2 650	3 580	4 730
120 × 15	1 800	4.86	E-Al F 6.5	2 090	3 320	4 240	5 040	1 680	2 850	3 650	4 350	2 280	3 950	5 020	6 610	1 830	3 390	4 740	6 280
160 × 10	1 600	4.32	E-Al F 6.5	2 220	3 470	4 390	5 610	1 780	2 960	4 000	4 820	2 380	4 010	4 820	6 300	1 900	3 420	4 590	6 060
160 × 15	2 400	6.47	E-Al F 6.5	2 670	4 140	5 230	6 120	2 130	3 540	4 510	5 270	2 960	5 090	6 370	8 380	2 370	4 360	6 040	8 000
200 × 10	2 000	5.40	E-Al F 6.5	2 710	4 180	5 230	6 660	2 160	3 560	4 790	5 710	2 960	4 940	5 880	7 680	2 350	4 210	5 620	7 400
200 × 15	3 000	8.09	E-Al F 6.5	3 230	4 950	6 240	7 190	2 580	4 230	5 370	6 190	3 660	6 250	7 740	10 160	2 920	5 350	7 370	9 750



1) Calculated for a density of 2.7 kg/dm³.

2) Minimum clearance given in mm.

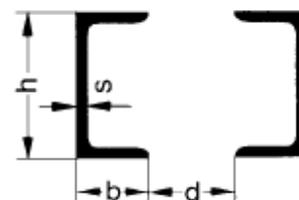
3) Material: E-Al or other material to DIN 40501 Part 3, preferred semi-finished material. Flat bars with rounded edges to DIN 46 433 Selection Part 3.

Barras de aluminio de sección en U

Aluminium conductors of U-section in indoor installations, ambient temperature 35 °C, conductor temperature 65 °C.

When facing [], gap vertical; with alternating current, phase centre-line distance $\geq 2h$

Material: E-Al or other material to DIN 40501 Part 3; semi-finished product to be used; channel sections to DIN 46424.

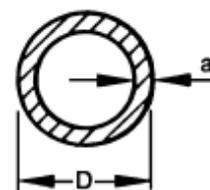


Dimensions				Cross-section		Weight ¹⁾		Material	Continuous current in A DC and AC up to 60 Hz			
<i>h</i>	<i>b</i>	<i>s</i>	<i>d</i>	[]	[]	[]	[]		painted		bare	
mm	mm	mm	mm	mm ²	mm ²	kg/m	kg/m		[]	[]	[]	[]
60	30	4	25	448	896	1.22	2.44	E-Al F 6.5	880	1 800	685	1 370
80	37.5	6	25	858	1 720	2.32	4.64	E-Al F 8	1 460	2 540	1 140	2 000
100	37.5	8	25	1 270	2 540	3.47	6.94	E-Al F 8	2 000	3 450	1 550	2 700
120	45	10	30	1 900	3 800	5.17	10.3	E-Al F 8	2 720	4 700	2 100	3 750
140	52.5	11	35	2 450	4 900	6.66	13.3	E-Al F 8	3 350	5 800	2 600	4 600
160	60	12	40	3 070	6 140	8.34	16.7	E-Al F 8	4 000	7 000	3 100	5 400
180	67.5	13	45	3 760	7 520	10.2	20.4	E-Al F 8	4 750	8 200	3 800	6 400
200	75	14	50	4 510	9 020	12.2	24.4	E-Al F 8	5 500	9 500	4 300	7 400

¹⁾ Calculated for a density of 2.7 kg/dm³.

Barras de aluminio de sección circular

Aluminium conductors of annular cross-section, ambient temperature 35 °C, conductor temperature 65 °C; with alternating current, phase centre-line distance $\cong 2.0 \times$ outside diameter.



Outside diameter D mm	Wall-thickness a mm	Cross-section mm ²	Weight ¹⁾ kg/m	Material ²⁾	Continuous current in A DC and AC up to 60 Hz		Continuous current in A	
					indoor painted	bare	outdoor painted	bare
20	2	113	0.305	E-Al F 10	305	257	365	354
	3	160	0.433	E-Al F 10	363	305	435	421
	4	201	0.544	E-Al F 10	407	342	487	472
	5	236	0.636	E-Al F 10	440	370	527	511
	6	264	0.713	E-Al F 10	465	392	558	540
32	2	188	0.509	E-Al F 10	478	395	539	519
	3	273	0.739	E-Al F 10	575	476	649	624
	4	352	0.950	E-Al F 10	653	539	737	708
	5	424	1.15	E-Al F 10	716	592	808	777
	6	490	1.32	E-Al F 10	769	636	868	835
40	2	239	0.645	E-Al F 10	591	485	648	621
	3	349	0.942	E-Al F 10	714	595	783	750
	4	452	1.22	E-Al F 10	813	667	892	854
	5	550	1.48	E-Al F 10	896	734	982	941
	6	641	1.73	E-Al F 10	966	792	1 060	1 020
50	4	578	1.56	E-Al F 10	1 010	822	1 080	1 030
	5	707	1.91	E-Al F 10	1 120	909	1 190	1 140
	6	829	2.24	E-Al F 10	1 210	983	1 290	1 230
	8	1 060	2.85	E-Al F 7	1 370	1 110	1 460	1 390
	10	1 260	3.39	E-Al F 7	1 490	1 210	1 580	1 510
63	4	741	2.00	E-Al F 10	1 270	1 020	1 310	1 240
	5	911	2.46	E-Al F 10	1 400	1 130	1 450	1 380
	6	1 070	2.89	E-Al F 10	1 520	1 230	1 570	1 490
	8	1 380	3.73	E-Al F 7	1 730	1 390	1 790	1 700
80	4	955	2.58	E-Al F 10	1 600	1 280	1 600	1 510
	5	1 180	3.18	E-Al F 10	1 770	1 420	1 780	1 680
	6	1 400	3.77	E-Al F 10	1 920	1 540	1 930	1 820
	8	1 810	4.89	E-Al F 7	2 200	1 760	2 200	2 080
	10	2 200	5.94	E-Al F 7	2 410	1 920	2 420	2 280

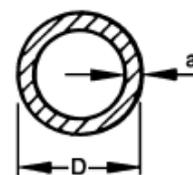
100	4	1 210	3.26	E-AI F 10	1 980	1 570	1 930	1 820
	5	1 490	4.03	E-AI F 10	2 200	1 750	2 150	2 020
	6	1 770	4.78	E-AI F 10	2 390	1 900	2 340	2 200
	8	2 310	6.24	E-AI F 7	2 740	2 170	2 670	2 510
120	4	1 460	3.94	E-AI F 10	2 360	1 860	2 250	2 100
	5	1 810	4.88	E-AI F 10	2 620	2 070	2 500	2 340
	6	2 150	5.80	E-AI F 10	2 860	2 250	2 730	2 550
	8	2 820	7.60	E-AI F 7	3 270	2 580	3 120	2 920
	10	3 460	9.33	E-AI F 7	3 590	2 830	3 420	3 200
160	4	1 960	5.29	E-AI F 10	3 110	2 430	2 910	2 710
	5	2 440	6.57	E-AI F 10	3 460	2 710	3 240	3 010
	6	2 900	7.84	E-AI F 10	3 780	2 950	3 530	3 290
	8	3 820	10.3	E-AI F 7	4 340	3 390	4 060	3 780
	10	4 710	12.7	E-AI F 7	4 760	3 720	4 460	4 140

Barras de aluminio-magnesio de sección circular

Continuous current-carrying capacity of Al Mg Si conductors

Table 13-10

Conductors of E-AlMgSi 0.5 F 22, annular cross-section, $\kappa = 30 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$ at ambient temperature 35°C and conductor temperature 85°C with AC, phase centre-line distance $\geq 2 \times$ outside diameter



Outside diameter D mm	Wall- thickness a mm	Cross- section mm ²	Weight kg/m	Continuous current in A ¹⁾ DC and AC up to 60 Hz			
				indoor painted	bare	outdoor painted	bare
20	2	113	0.305	372	314	446	432
	3	160	0.433	443	372	531	514
	4	201	0.544	497	418	595	576
	5	236	0.636	537	452	643	624
	6	264	0.713	568	479	681	659
32	2	188	0.509	584	482	658	634
	3	273	0.739	702	581	792	762
	4 ²⁾	352	0.950	797	658	900	864
	5	424	1.15	874	723	987	949
	6	490	1.32	939	777	1 060	1 020
40	2	239	0.645	721	592	791	758
	3	349	0.942	872	714	958	916
	4	452	1.22	993	814	1 089	1 042
	5 ²⁾	550	1.48	1 094	896	1 199	1 149
	6	641	1.73	1 179	967	1 294	1 245
50	4 ²⁾	578	1.56	1 233	1 004	1 319	1 258
	5	707	1.91	1 368	1 110	1 453	1 392
	6	829	2.24	1 477	1 200	1 575	1 502
	8 ²⁾	1 060	2.85	1 673	1 355	1 783	1 697
	10	1 260	3.39	1 819	1 477	1 929	1 844
63	4	741	2.00	1 551	1 245	1 600	1 514
	5 ²⁾	911	2.46	1 709	1 380	1 770	1 685
	6	1 070	2.90	1 856	1 502	1 917	1 819
	8 ²⁾	1 380	3.73	2 112	1 697	2 186	2 076
80	4	955	2.58	1 954	1 563	1 954	1 844
	5 ²⁾	1 180	3.18	2 161	1 734	2 173	2 051
	6 ²⁾	1 400	3.77	2 344	1 880	2 357	2 222
	8 ²⁾	1 810	4.89	2 686	2 149	2 686	2 540
	10	2 200	5.94	2 943	2 344	2 955	2 784
100	4	1 210	3.26	2 420	1 915	2 355	2 220
	5	1 490	4.03	2 685	2 135	2 625	2 466
	6	1 770	4.78	2 920	2 320	2 855	2 685
	8	2 310	6.24	3 345	2 650	3 260	3 065

Barras de aluminio con recubrimiento de cobre de sección rectangular

Continuous current-carrying capacity of copper-clad aluminium conductors

Copper-clad aluminium conductors of rectangular cross-section in indoor installations, ambient temperature 35 °C, conductor temperature 65 °C. Conductor width vertical: clearance between conductors equal to conductor thickness; with alternating current, clearance between phases > 0.8 × phase centre-line distance.

Width × thickness	Cross- section	Weight ¹⁾ kg/m	Continuous current in A AC up to 60 Hz painted				Continuous current in A DC and AC 16% Hz painted				Continuous current in A bare				
			no. of conductors	1	2	3	4	no. of conductors	1	2	3	4	no. of conductors	1	2
12 × 5	59.8	0.217	177	324	440	416	177	324	442	154	292	416	154	292	416
12 × 10	120	0.434	284	542	796	722	285	544	778	248	488	722	248	488	722
20 × 5	98.7	0.358	265	464	594	562	265	464	600	225	415	565	225	415	565
20 × 10	192	0.698	408	760	1 100	985	408	763	1 060	350	680	985	350	632	985
30 × 5	148	0.538	370	630	772	733	370	632	780	313	555	736	313	556	736
30 × 10	292	1.06	555	993	1 390	1 260	558	1 000	1 330	472	870	1 240	475	876	1 240
40 × 5	198	0.719	474	794	937	895	475	798	953	400	700	905	400	702	905
40 × 10	392	1.42	705	1 230	1 720	2 280	710	1 250	1 640	595	1 090	1 540	600	1 100	1 540



Material: E-Al to DIN 40 501 Parts 2 and 3 and E-Cu to DIN 40 500 Parts 2 and 3, copper cladding comprises 15 % of cross-section area.

¹⁾ Calculated for a density of 3.63 kg/dm³

²⁾ Minimum clearance given in mm.

Continuación

Copper-clad aluminium conductors of rectangular cross-section in indoor installations. Ambient temperature 35 °C. Conductor temperature 65 °C. Conductor width vertical: clearance between conductors equal to conductor thickness; with alternating current, clearance between phases > 0.8 × phase centre-line distance.

Width × thickness	Cross- section	Weight ¹⁾ kg/m	Continuous current in A AC up to 60 Hz				Continuous current in A DC and AC 16½ Hz								
			painted		bare		painted		bare						
			no. of conductors	no. of conductors	no. of conductors	no. of conductors	no. of conductors	no. of conductors	no. of conductors	no. of conductors	no. of conductors				
			1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
mm	mm ²	kg/m	I	II	III	IIII	I	II	III	IIII	I	II	III	IIII	
50 × 5	248	0.901	577	953	1 100	1 650	485	830	1 040	1 580	580	962	1 130	840	1 070
50 × 10	492	1.79	850	1 460	2 020	2 650	705	1 280	1 890	2 340	860	1 500	1 930	1 320	1 810
60 × 5	298	1.08	680	1 120	1 250	1 900	566	965	1 190	1 840	685	1 130	1 300	1 690	980
60 × 10	592	2.15	990	1 680	2 290	2 990	820	1 470	2 030	2 590	1 010	1 750	2 220	2 930	836
80 × 5	398	1.45	890	1 420	1 540	2 340	733	1 230	1 480	2 260	900	1 450	1 630	2 110	740
80 × 10	792	2.88	1 270	2 070	2 780	3 600	1 030	1 820	2 500	3 150	1 310	2 240	2 800	3 670	1 070
100 × 10	992	3.60	1 540	2 500	3 230	4 180	1 270	2 170	2 940	3 670	1 600	2 740	3 360	4 420	1 320
120 × 10	1 192	4.32	1 870	2 850	3 640	4 540	1 540	2 480	3 250	3 980	1 980	3 320	4 330	5 620	1 630

Material: E-Al to DIN 40 501 Parts 2 and 3 and E-Cu to DIN 40 500 Parts 2 and 3, copper cladding comprises 15 % of cross-section area.

¹⁾ Calculated for a density of 3.63 kg/dm³

²⁾ Minimum clearance given in mm



Barras de aluminio con recubrimiento de cobre de sección circular

Copper-clad aluminium conductors of round cross-section in indoor installations, ambient temperature 35 °C, conductor temperature 65 °C; with alternating current, phase centre-line distance $\geq 1.25 \times$ diameter.

Diameter mm	Cross section mm ²	Weight ¹⁾ kg/m	Continuous current in A DC and AC up to 60 Hz	
			painted	bare
5	19.6	0.0713	78	70
8	50.3	0.182	148	132
10	78.5	0.285	201	177
16	201	0.730	386	335
20	314	1.14	525	452
32	804	2.92	1 000	850
50	1960	7.13	1 750	1 500

Material: E-Al to DIN 40501 Parts 2 and 3 and E-Cu to DIN 40500 Parts 2 and 3, copper cladding comprises 15 % of cross-section area.

¹⁾ Calculated for a density of 3.63 kg/dm³

ANEXO N°13

CÁLCULO DEL TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL

a) Subestación de tipo convencional.

Ci = Equipamiento + Terreno+ obras civiles.

$$Ci = 280803.4 + 343518.24 + 57281 = \$ 681902.64$$

➤ 10%

$$T = \frac{\$681902.64}{72335.72 \frac{\$}{\text{año}}} = 9 \text{ años}$$

➤ 15%

$$T = \frac{\$681902.64}{103853.9 \frac{\$}{\text{año}}} = 7 \text{ años}$$

➤ 20%

$$T = \frac{\$681902.64}{136957.49 \frac{\$}{\text{año}}} = 5 \text{ años}$$

➤ 25%

$$T = \frac{\$681902.64}{170686.96 \frac{\$}{\text{año}}} = 4 \text{ años}$$

b) Subestación de tipo blindado metal-clad.

Ci = Equipamiento + Terreno+ obras civiles.

$$Ci = 314970.9 + 44414.3 + 7406 = \$ 366791.2$$

➤ 10%

$$T = \frac{\$366791.2}{72335.72 \frac{\$}{\text{año}}} = 5 \text{ años}$$

➤ 15%

$$T = \frac{\$366791.2}{103853.9 \frac{\$}{\text{año}}} = 3.5 \text{ años}$$

➤ 20%

$$T = \frac{\$366791.2}{136957.49 \frac{\$}{\text{año}}} = 3 \text{ años}$$

➤ 25%

$$T = \frac{\$366791.2}{170686.96 \frac{\$}{\text{año}}} = 2 \text{ años}$$